

Министерство науки и высшего образования Российской Федерации
 федеральное государственное автономное
 образовательное учреждение высшего образования
**«НАЦИОНАЛЬНЫЙ ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ
 ТОМСКИЙ ПОЛИТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ»**

Инженерная школа природных ресурсов (ИШПР)
Направление подготовки (специальность) 21.03.01 «Нефтегазовое дело»
Профиль «Эксплуатация и обслуживание объектов транспорта и хранения нефти, газа и продуктов переработки»
Отделение нефтегазового дела

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

Тема работы
Организация работ по защите от коррозии внешней поверхности морского нефтепровода

УДК 622.692.4:620.197(26)

Студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б8Б	Беляев Никита Владиславович		04.06.2022

Руководитель:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Никульчиков А.В.	к.ф.н., доцент		04.06.2022

КОНСУЛЬТАНТЫ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ОСГН	Криницына З.В.	к.т.н., доцент		03.05.2022

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Гуляев М.В.	-		04.06.2022

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

Руководитель ООП	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
ОНД ИШПР	Брусник О.В.	к.п.н.		04.06.2022

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
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 планово-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»

Инженерная школа природных ресурсов (ИШПР)
Направление подготовки (специальность) 21.03.01 «Нефтегазовое дело»
Профиль «Эксплуатация и обслуживание объектов транспорта и хранения нефти, газа и продуктов переработки»
Уровень образования бакалавриат
Отделение нефтегазового дела

УТВЕРЖДАЮ:
Руководитель ООП ОНД ИШПР

(Подпись) (Дата) Брусник О.В.
(Ф.И.О.)

ЗАДАНИЕ
на выполнение выпускной квалификационной работы

В форме:

бакалаврской работы

Студенту:

Группа	ФИО
2Б8Б	Беляеву Никите Владиславовичу

Тема работы:

Организация работ по защите от коррозии внешней поверхности морского нефтепровода	
Утверждена приказом директора (дата, номер)	08.02.2022 г. № 39-43/с

Срок сдачи студентом выполненной работы:	03.06.2022 г.
--	---------------

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:

Исходные данные к работе	Исследовать влияние коррозии на морской нефтепровод. Характеристика нефтепровода:
---------------------------------	--

	Диаметр нефтепровода – 610 мм Давление – 5,5 МПа
Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов	<ol style="list-style-type: none"> 1. выявление значимости факторов, влияющих на коррозионно- электрохимические характеристики малоуглеродистой стали для подводных трубопроводов в различных морских условиях; 2. исследование электрохимических свойств малоуглеродистых трубных сталей в модельной морской воде в условиях физического нагружения образцов, приводящего к возникновению упругих деформаций различной интенсивности.
Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы	
Раздел	Консультант
«Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»	Креницына Зоя Васильевна Доцент (ОСГН, ШБИП), к.т.н.
«Социальная ответственность»	Гуляев Милий Всеволодович Старший преподаватель
Названия разделов, которые должны быть написаны на русском и иностранном языках: реферат	

Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику	28.01.2022 г.
---	---------------

Задание выдал руководитель:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Никульчиков А.В.	к.ф.н., доцент		28.01.2022 г.

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б8Б	Беяев Н.В.		28.01.2022 г.

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

Студенту:

Группа	ФИО
2Б8Б	Беляев Никита Владиславович

Школа	Инженерная школа природных ресурсов	Отделение школы (НОЦ)	ОНД
Уровень образования	Бакалавриат	Направление/специальность	21.03.01 «Нефтегазовое дело» профиль «Эксплуатация и обслуживание объектов транспорта и хранения нефти, газа и продуктов переработки»

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

1. <i>Стоимость ресурсов научного исследования (НИ): материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих</i>	Стоимость выполняемых работ, материальных ресурсов, согласно применяемой техники и технологии, в соответствии с рыночными ценами
2. <i>Нормы и нормативы расходования ресурсов</i>	– коэффициент доплат – 15%; – накладные расходы – 16%; – норма амортизации 10%.
3. <i>Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования</i>	Коэффициент отчислений на уплату во внебюджетные фонды – 30,2%.

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

1. <i>Оценка коммерческого потенциала, перспективности и альтернатив проведения НИ с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения</i>	Проведение предпроектного анализа. Определение целевого рынка и проведение его сегментирования. Проведение SWOT-анализа проекта.
2. <i>Планирование и формирование бюджета научных исследований</i>	Составление календарного плана проекта. Определение бюджета проекта.
3. <i>Определение ресурсной (ресурсосберегающей), финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности исследования</i>	Проведение оценки ресурсной, финансовой эффективности.

Перечень графического материала:

1. *Оценка конкурентоспособности технических решений*
2. *Матрица SWOT*
3. *Альтернативы проведения НИ*
4. *График проведения и бюджет НИ*
5. *Оценка ресурсной, финансовой и экономической эффективности НИ*

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ОСГН	Креницына Зоя Васильевна	к.т.н., доцент		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б8Б	Беляев Никита Владиславович		

ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»

Студенту:

Группа		ФИО	
2Б8Б		Беляев Никита Владиславович	
Школа	Инженерная школа природных ресурсов	Отделение (НОЦ)	ОНД
Уровень образования	Бакалавриат	Направление/специальность	21.03.01 «Нефтегазовое дело» профиль «Эксплуатация и обслуживание объектов транспорта и хранения нефти, газа и продуктов переработки»

Тема ВКР:

Организация работ по защите от коррозии внешней поверхности морского нефтепровода	
Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:	
<p>Введение</p> <ul style="list-style-type: none"> – Характеристика объекта исследования (вещество, материал, прибор, алгоритм, методика) и области его применения. – Описание рабочей зоны (рабочего места) при разработке проектного решения/при эксплуатации 	<p><i>Объект исследования: магистральный нефтепровод</i> <i>Область применения: нефтегазовое дело</i> <i>Рабочая зона: полевые условия</i></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. 	<p>Специальные правовые нормы трудового законодательства (охрана труда, виды компенсации в несчастных случаях, пенсионное обслуживание, осуществление добровольного страхования работников).</p>
<p>2. Производственная безопасность при разработке проектного решения/при эксплуатации:</p> <p>Анализ выявленных вредных факторов при разработке и эксплуатации проектируемого решения в следующей последовательности:</p> <ul style="list-style-type: none"> – физико-химическая природа вредности, её связь с разрабатываемой темой; – действие фактора на организм человека; – приведение допустимых норм с необходимой размерностью; – предлагаемые средства защиты. <p>Анализ выявленных опасных факторов при разработке и эксплуатации проектируемого решения в следующей последовательности:</p> <ul style="list-style-type: none"> – механические опасности; – термические опасности; – электробезопасность. 	<p>Анализ выявленных вредных факторов при прокладке подводного нефтепровода с трубоукладочного судна и его испытании в следующей последовательности:</p> <ul style="list-style-type: none"> – физико-химическая природа вредности (отклонение показателей микроклимата на открытом воздухе, превышение уровней шума, превышение вибрации, повышение уровней ионизирующих излучений, недостаток необходимого освещения, превышенная загазованность рабочей среды); – действие фактора на организм человека; – приведение допустимых норм с необходимой размерностью; – предлагаемые средства защиты. <p>Анализ выявленных опасных факторов при прокладке подводного нефтепровода с трубоукладочного судна и его испытании в следующей последовательности:</p> <ul style="list-style-type: none"> – падение с высоты; – электробезопасность;

	– пожаробезопасность.
3. Экологическая безопасность при разработке проектного решения/при эксплуатации: <ul style="list-style-type: none"> – защита селитебной зоны; – анализ воздействия объекта на атмосферу (выбросы); – анализ воздействия объекта на гидросферу (разливы); – анализ воздействия объекта на литосферу (отходы). 	<ul style="list-style-type: none"> – анализ воздействия объекта на атмосферу (выбросы); – анализ воздействия объекта на гидросферу (разливы); – анализ воздействия объекта на микроорганизм.
4. Безопасность в чрезвычайных ситуациях при разработке проектного решения/при эксплуатации: <ul style="list-style-type: none"> – перечень возможных ЧС при разработке и эксплуатации проектируемого решения; – выбор наиболее типичной ЧС; – разработка превентивных мер по предупреждению ЧС; – разработка действий в результате возникшей ЧС и мер по ликвидации её последствий. 	<ul style="list-style-type: none"> – перечень возможных ЧС, причины возникновения ЧС на объекте; – разработка превентивных мер по предупреждению ЧС; – разработка действий в результате возникшей ЧС и мер по ликвидации её последствий.
Дата выдачи задания для раздела по линейному графику	

Задание выдал консультант:

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

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б8Б	Беляев Никита Владиславович		

Министерство науки и высшего образования Российской Федерации
 федеральное государственное автономное
 образовательное учреждение высшего образования
**«НАЦИОНАЛЬНЫЙ ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ
 ТОМСКИЙ ПОЛИТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ»**

Инженерная школа природных ресурсов (ИШПР)
Направление подготовки (специальность) 21.03.01 «Нефтегазовое дело»
Профиль «Эксплуатация и обслуживание объектов транспорта и хранения нефти, газа и продуктов переработки»
Уровень образования бакалавриат
Отделение нефтегазового дела
Период выполнения осенний / весенний семестр 2020/2021 учебного года

Форма представления работы:

бакалаврская работа

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

Срок сдачи студентом выполненной работы:

Дата контроля	Название раздела (модуля) / вид работы (исследования)	Максимальный балл раздела (модуля)
28.02.2022	<i>Введение</i>	5
28.02.2022	<i>Обзор литературы</i>	10
06.03.2022	<i>Основные свойства СУГ, влияющие на процесс хранения</i>	5
18.03.2022	<i>Конструктивные особенности изотермических резервуаров для хранения СУГ</i>	5
25.03.2022	<i>Выбор и обоснование технологии сокращения потерь углеводородных фракций при хранении СУГ в изотермических резервуарах</i>	10
05.04.2022	<i>Характеристика объекта исследования</i>	5
15.04.2022	<i>Подбор и расчет оборудования</i>	15
05.05.2022	<i>Расчет эффективности внедряемой технологии</i>	10
04.05.2022	<i>Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение</i>	10
14.05.2022	<i>Социальная ответственность</i>	10
24.05.2022	<i>Заключение</i>	5
01.06.2022	<i>Презентация</i>	10
	<i>Итого</i>	100

Составил преподаватель:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Никульчиков А.В.	к.ф.н., доцент		28.02.2022

Согласовано:

Руководитель ООП	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
ОНД ИШПР	Брусник О.В.	к.п.н.		28.02.2022

Реферат

Выпускная квалификационная работа 97 с., 10 рис., 21 табл., 59 источников.

Ключевые слова: защита от коррозии, морской нефтепровод.

Объект исследования в ВКР: морской нефтепровод предприятия "Роснефть", проходящий через Японское море. Предмет исследования ВКР: коррозия нефтепровода.

Цель ВКР – это организация работ по защите от коррозии внешней поверхности морского нефтепровода.

В ходе выполнения дипломного проекта, необходимо выполнить следующие задачи:

- выявление значимости факторов, влияющих на коррозионно-электрохимические характеристики малоуглеродистой стали для подводных трубопроводов в различных морских условиях;
- исследование электрохимических свойств малоуглеродистых трубных сталей в модельной морской воде в условиях физического нагружения образцов, приводящего к возникновению упругих деформаций различной интенсивности.

Область применения: нефтегазовая промышленность.

					<i>Организация работ по защите от коррозии внешней поверхности морского нефтепровода</i>			
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>				
<i>Разраб.</i>		<i>Беляев Н В</i>			<i>Реферат</i>	<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Руковод.</i>		<i>Никольчиков А.В.</i>					13	
<i>Рук. ООП</i>		<i>Брусник О.В.</i>				Отделение нефтегазового дела		
						Группа 258Б		

Abstract

Graduate qualification paper 97 p., 10 figures, 21 tables, 59 sources.

Key words: corrosion protection, offshore oil pipeline.

The object of the study in the thesis: the offshore gas pipeline of the enterprise "Gazprom", passing through the Black Sea. The subject of the study: corrosion of the oil pipeline of the enterprise "Gazprom".

The purpose of the EAD is to organize work on the corrosion protection of the outer surface of the offshore gas pipeline.

During the performance of the thesis project, it is necessary to perform the following tasks:

- Identification of significance of factors influencing corrosion and electrochemical characteristics of low-carbon steel for underwater pipelines in different sea conditions;
- study of electrochemical properties of low-carbon pipe steels in model sea water under conditions of physical loading of samples resulting in elastic deformations of different intensity.

Area of application: oil and gas industry.

					<i>Организация работ по защите от коррозии внешней поверхности морского нефтепровода</i>			
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>				
<i>Разраб.</i>		<i>Беляев Н.В.</i>			<i>Abstract</i>	<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Руковод.</i>		<i>Никульчиков А.В.</i>					14	
<i>Рук. ООП</i>		<i>Брусник О.В.</i>				Отделение нефтегазового дела		
					Группа 2585			

Оглавление

Реферат.....	13
Введение	17
1. Коррозия морских трубопроводов.....	19
<i>Факторы, определяющие протекание коррозионных процессов в морских условиях</i>	<i>22</i>
2. Факторы, определяющие протекание коррозионных процессов в морских условиях	22
<i>Факторы, определяющие протекание коррозионных процессов в морских условиях</i>	<i>23</i>
<i>Факторы, определяющие протекание коррозионных процессов в морских условиях</i>	<i>24</i>
2.1 Влияние солесодержания и рН на скорость коррозии, плотность тока и потенциал защиты трубных сталей в морской воде.....	24
<i>Факторы, определяющие протекание коррозионных процессов в морских условиях</i>	<i>25</i>
2.2 Влияние температуры на скорость коррозии, плотность тока и защитный потенциал трубных сталей в морской воде.....	25
<i>Факторы, определяющие протекание коррозионных процессов в морских условиях</i>	<i>26</i>
2.3 Влияние скорости потока электролита на скорость коррозии трубных сталей и необходимые для защиты нефтегазопроводных сооружений плотность тока и потенциал.....	26
<i>Факторы, определяющие протекание коррозионных процессов в морских условиях</i>	<i>27</i>
<i>Факторы, определяющие протекание коррозионных процессов в морских условиях</i>	<i>28</i>
<i>Факторы, определяющие протекание коррозионных процессов в морских условиях</i>	<i>29</i>
<i>Факторы, определяющие протекание коррозионных процессов в морских условиях</i>	<i>30</i>
2.4 Влияние напряженного состояния трубной стали на ее коррозионное поведение в морских средах и необходимые для защиты потенциал и плотность тока	30
<i>Факторы, определяющие протекание коррозионных процессов в морских условиях</i>	<i>31</i>
<i>Факторы, определяющие протекание коррозионных процессов в морских условиях</i>	<i>32</i>
2.5 Одновременное воздействие нескольких факторов на скорость коррозии углеродистых сталей в морской воде	32
<i>Факторы, определяющие протекание коррозионных процессов в морских условиях</i>	<i>33</i>
<i>Факторы, определяющие протекание коррозионных процессов в морских условиях</i>	<i>34</i>
<i>Факторы, определяющие протекание коррозионных процессов в морских условиях</i>	<i>35</i>

					<i>Организация работ по защите от коррозии внешней поверхности морского нефтепровода</i>			
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>				
<i>Разраб.</i>		<i>Беляев Н.В.</i>			<i>Оглавление</i>	<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Руковод.</i>		<i>Никульчиков А.В.</i>					15	
<i>Рук. ООП</i>		<i>Брусник О.В.</i>				Отделение нефтегазового дела		
						Группа 2Б8Б		

3.	Способы защиты трубопровода от коррозии	36
3.1	Ингибиторы	36
3.2	Внешнее покрытия трубопроводов	38
3.3	Материал трубы.....	39
3.4	Структурная форма потока	41
4.	Расчетная часть	42
4.1	Расчет толщины стенки трубопровода	42
4.2	Расчет стального подводного трубопровода на устойчивость (смятие) под действием гидростатического давления	45
4.3	Анализ влияния коррозии на морской нефтепровод.....	46
5.	Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	51
5.1	Предпроектный анализ	51
5.1.1	<i>Анализ конкурентных технических решений с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения</i>	<i>51</i>
5.1.2	<i>SWOT-анализ.....</i>	<i>52</i>
5.2	Планирование управления научно-техническим проектом.....	55
5.2.1	<i>План проекта.....</i>	<i>55</i>
5.2.2	<i>Бюджет научного исследования</i>	<i>58</i>
5.2.3	<i>Расчет материальных затрат</i>	<i>59</i>
5.2.4	<i>Основная заработная плата.....</i>	<i>60</i>
5.3	Отчисления во внебюджетные фонды	63
5.3.1	<i>Отчисления на социальные нужды</i>	<i>63</i>
5.3.2	<i>Накладные расходы</i>	<i>63</i>
5.4	Определение ресурсной, финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности исследования	64
5.4.1	<i>Оценка сравнительной эффективности исследования</i>	<i>64</i>
	Вывод по главе	68
6.	Социальная ответственность	69
6.1	Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности при разработке проектного решения/при эксплуатации	69
6.2	Производственная безопасность	71
6.3	Экологическая безопасность	84
6.4	Безопасность в чрезвычайных ситуациях:.....	87
	Вывод по главе	88
	Заключение.....	90
	Список литературы.....	91

Введение

Актуальность темы исследования: для морских нефтегазопроводных систем в настоящее время используют пассивную и активную защиту от коррозии. Активная защита состоит в наложении катодного тока, замедляющего коррозию трубопроводов до допустимых величин. Для оценки степени защиты от коррозии существуют такие критерии как потенциал сооружения, измеренный относительно эталонного электрода сравнения, и плотность тока катодной защиты. Оценка потенциала сооружения, как правило, является основным критерием эффективности защиты от коррозии.

В научных публикациях описан ряд факторов, оказывающих влияние на скорость коррозии и, соответственно, на плотность тока защиты в морской воде. Этими факторами являлись: температура, соленость, скорость потока морской среды и напряженное состояние стали нефтегазопроводных систем. Так как море является многофакторной системой, следовательно, актуальным являлось изучение одновременного воздействия этих факторов на коррозионные и электрохимические характеристики малоуглеродистой трубной стали. Под электрохимическими и коррозионными характеристиками подразумеваются: критерии защитного потенциала и плотности тока защищаемого сооружения, смещение потенциала относительно стационарного для достижения необходимого уровня защиты от коррозии, а также стационарный потенциал и скорость коррозии.

					<i>Организация работ по защите от коррозии внешней поверхности морского нефтепровода</i>			
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>				
<i>Разраб.</i>		<i>Беляев Н.В.</i>			<i>Введение</i>	<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Руковод.</i>		<i>Никульчиков А.В.</i>					17	
<i>Рук. ООП</i>		<i>Брусник О.В.</i>				Отделение нефтегазового дела		
					Группа 2585			

Целью работы является разработка критериев и методов защиты от коррозии морских нефтепроводов, с учетом воздействия факторов окружающей среды и специфики морских условий.

Основные задачи исследований:

- выявление значимости факторов, влияющих на коррозионно-электрохимические характеристики малоуглеродистой стали для подводных трубопроводов в различных морских условиях;
- проведение сравнительного анализа коррозионной стали с защитным покрытием и без него.

1. Коррозия морских трубопроводов

В связи с повышением мирового энергопотребления перед Россией особо остро встала задача добычи и доставки углеводородов [1].

Самым экономически обоснованным способом доставки углеводородов был, и на сегодняшний момент является, газопроводный транспорт. Из-за различных факторов возникла необходимость вводить в строй новые нити газонефтепроводов. Трубопроводы зачастую стали прокладываться и эксплуатироваться в сложных природно-климатических условиях. Тем самым, возросли требования к их надежности.

Во второй половине 20-го века стало ясно, что сухопутные месторождения в будущем не смогут обеспечить всего необходимого спроса на углеводороды. По этой причине появилась необходимость разработки новых месторождений, находящихся на прибрежных территориях.

При эксплуатации морских сооружений в основном используется высокотехнологичное оборудование. Несмотря на это, аварийность на участках подводных газонефтепроводов и на морских платформах довольно высокая [3]. До 50% аварий, например, на морских трубопроводах происходит по причине наружной и внутренней коррозии. При этом скорость равномерной коррозии конструкционных сталей в морских условиях без применения специальных мер защиты, в частности в зоне брызг, достигает более 1, а питтинговой – более 3,7 мм/год [4].

Проектирование и контроль [5] [6] противокоррозионной защиты морских сооружений требует четкого понимания причин, которые влияют на скорость коррозионных процессов на поверхности сталей. Так как металлические части подводных сооружений являются химически активными, то они, контактируя с внешней средой, подвергаются коррозии [7].

					<i>Организация работ по защите от коррозии внешней поверхности морского нефтепровода</i>			
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>				
<i>Разраб.</i>		<i>Беляев Н.В.</i>			<i>Коррозия морских трубопроводов</i>	<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Руковод.</i>		<i>Никульчиков А.В.</i>					19	
<i>Рук. ООП</i>		<i>Брусник О.В.</i>				Отделение нефтегазового дела		
						Группа 258Б		

Основной причиной появления коррозии является разрушение лакокрасочного покрытия [8]. Эти процессы можно свести к минимуму, если исключить ряд таких причин, связанных с человеческим фактором как:

- неверная оценка коррозионной агрессивности подводной среды, допущенная на стадии проектирования электрохимической защиты;
- некачественно выполненные работы; в) некачественное защитное покрытие;
- другие причины, зачастую не учитывающиеся при проектировании.

Коррозия – это разрушительное воздействие материала в результате реакции с окружающей средой и потенциальной природной опасностью, связанной с объектами добычи и транспортировки нефти и газа. Практически любая водная среда может вызывать коррозию, которая возникает в многочисленных сложных условиях в системах добычи, переработки и трубопроводов нефти и газа. Этот процесс состоит из трех элементов: анода, катода и электролита. Анод является местом коррозии металла, электролит является коррозионной средой, которая обеспечивает перенос электронов от анода к катоду, а катод образует электрический проводник в ячейке, который не расходуется в процессе коррозии. Сырая нефть и природный газ могут нести различные продукты, которые по своей природе являются коррозионными. В случае нефтяных и газовых скважин и трубопроводов такими высоко-коррозионными компонентами являются диоксид углерода (CO₂), сероводород (H₂S) и свободная вода.

Наиболее распространенная форма коррозии в нефтяной и газовой промышленности возникает, когда сталь вступает в контакт с водной средой. Когда металл подвергается воздействию коррозионного раствора (электролита), атомы металла в анодном узле теряют электроны, и эти электроны затем поглощаются другими атомами металла в катодном узле. Катод, соприкасаясь с анодом через электролит, проводит этот обмен в попытке сбалансировать свои положительные и отрицательные заряды. Эта анодная реакция на железо и сталь:



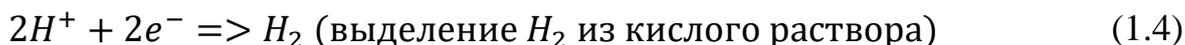
После того, как атомы металла на аноде высвобождают электроны, происходит четыре общих катодных реакции [7].



> $2H_2O$ (восстановление O_2 в кислом растворе)



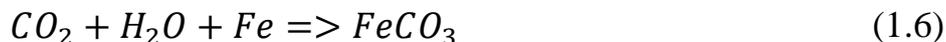
> $2OH^-$ (восстановление O_2 в основной среде)



> H_2

+ $2OH^-$ (выделение H_2 из нейтральной воды)

В нефтегазовой промышленности обычно присутствуют диоксид углерода (CO_2) и сероводород (H_2S), а вода является их катализатором коррозии. Когда вода соединяется с CO_2 и H_2S , протекают следующие реакции [7]:



Может присутствовать комбинация двух вышеуказанных реакций, если присутствуют оба газа. Эти полученные молекулы либо присоединяются к катоду, либо выделяются в электролит, и процесс коррозии продолжается.

2. Факторы, определяющие протекание коррозионных процессов в морских условиях

Осуществление электрохимической защиты морских нефтегазопроводных систем и контроль их коррозионного состояния требует особого подхода. В большинстве атмосфер, исключая сильно агрессивные, скорость коррозии металлов в среднем меньше, чем скорость коррозии в почвах или природных водах [10]. Единственным не драгоценным металлом, который устойчивее нержавеющей стали и не подвержен коррозии в морской воде является титан [9]. Но создание подводных инфраструктур из титана не может быть реализовано из-за больших затрат на его производство. Определяющее влияние на защищенность от коррозии стальных сооружений оказывает совместное действие различных факторов [10] [11], обуславливающих коррозионные характеристики стали в морской воде.

Морская вода — это хорошо аэрированный электролит высокой электропроводности с рН в пределах 7,8 - 8,6. Обычно, в морской воде скорость коррозии стали соответствует значениям в 0,1 - 1 мм/год [12] [13]. Основным фактором коррозионной агрессивности водной среды является кислород. Кислород является основным деполяризатором коррозионных процессов в водных средах [10]. Однако, не концентрация кислорода является решающим фактором коррозионной активности, а только взаимодействие совокупности причин [14]. Наиболее известные факторы [15] и их влияние на коррозионные процессы углеродистых и низколегированных сталей в морской воде приведены в таблице 2.1.

					<i>Организация работ по защите от коррозии внешней поверхности морского нефтепровода</i>			
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>				
<i>Разраб.</i>		<i>Беляев Н.В.</i>			<i>Факторы, определяющие протекание коррозионных процессов в морских условиях</i>	<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Руковод.</i>		<i>Никульчиков А.В.</i>					22	
<i>Рук. ООП</i>		<i>Брусник О.В.</i>				Отделение нефтегазового дела		
					Группа 2585			

Таблица 2.1 – Список наиболее известных факторов морской воды и их влияние на коррозионные процессы углеродистых и низколегированных сталей [15]

Фактор	Воздействие на начальную скорость коррозии	Воздействие на долгосрочную скорость коррозии
Бактерии	Нет данных	Нет данных
Биомасса	Нет данных	Нет данных
Кислород	Сильное (прямо пропорционально)	Нет данных
Углекислый газ	Нет данных	Слабое
Соленость	Сильно (обратно пропорционально)	Нет данных
pH	Не воздействует	Не воздействует
Растворимые отложения	Не воздействует	Не воздействует
Загрязняющие вещества	Иногда	Иногда
Температура	Сильно	Сильно
Давление воды	Не воздействует	Не воздействует
Взвеси (твердые частицы)	Не воздействует	Не воздействует
Волновое воздействие	Сильно	Нет данных
Скорость потока	Сильно	Нет данных
Нагрузка	Слабо	Нет данных

Факторами, непосредственно влияющими на концентрацию кислорода в водной среде, являются: уровень pH, соленость, скорость течения и температура воды [17] [18].

Различают следующие виды морской коррозии углеродистых и низколегированных сталей: равномерная и неравномерная сплошная коррозия; язвенная, питтинговая и коррозия пятнами, местная коррозия; структурно – компонентно – избирательная или межкристаллитная коррозия. Сильнее всего морские гидротехнические сооружения подвержены неравномерной коррозии [19].

В особо жестких условиях металл находится на границе раздела воды и воздуха, например, в зоне ватерлинии судов, где находится зона

переменного смачивания. Брызги воды также оказывают сильное влияние на скорость коррозии. Щели, зазоры и другие незащищенные элементы конструкций также приводят к усилению коррозии.

Глубина погружения также оказывает большое влияние на скорость коррозии. При увеличении глубины погружения скорость коррозии резко уменьшается в связи с тем, что содержание кислорода в воде понижается и его доступ к металлу является ограниченным [22]. Для определения скорости коррозии в определенных глубоководных местах мирового океана существует много методик. Наиболее интересная, из них, это получение данных скорости коррозии путем исследования затонувших судов. При помощи этой методики можно получить информацию о различных сталях и сплавах, которые в полной мере продолжительное время подвергались воздействию агрессивных внешних сред [23].

2.1 Влияние солесодержания и pH на скорость коррозии, плотность тока и потенциал защиты трубных сталей в морской воде

В пределах 4 - 10 pH скорость коррозии имеет зависимость исключительно от кислородной диффузии к открытым катодным поверхностям. Основным барьером диффузии является оксид железа (II) в виде пленки, постоянно обновляющейся при коррозионном процессе. Вне зависимости от уровня pH воды в этих пределах поверхность железа всегда будет иметь контакт с щелочным раствором, обогащенным оксидом железа с pH примерно равным 9,5. Вследствие этого незначительные модификации химического состава стали, механическая и термическая обработка не приведут к изменениям коррозионных свойств металла, при присутствии диффузионной пленки. Так как у большинства природных вод pH находится в диапазоне от 4 до 10, то любое железо, находящееся в пресной или морской воде, будь то низколегированная сталь, малоуглеродистая, углеродистая или высоко углеродистая сталь, чугун, ковачное железо, холоднокатаная малоуглеродистая сталь и др. будут

					<i>Факторы, определяющие протекание коррозионных процессов в морских условиях</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		24

обладать почти одинаковой скоростью коррозии [10]. Исходя из вышесказанного, нет необходимости учитывать влияние pH на скорость коррозии в природных средах.

Морская вода – раствор, который насыщен, помимо остальных элементов, растворенными минеральными веществами (солями) [24]. Главную роль среди этих солей играет хлорид натрия [25]. Концентрация хлорида натрия является определяющим фактором скорости коррозии в морской воде.

Средняя соленость в мировых морях и океанах колеблется от 3 до 39 грамм соли на килограмм воды (0,3 - 3,9 %). Соленость в различных частях мирового океана зависит от гидрометеорологических, физико-географических и океанологических факторов. Сильнейшее значение имеют: испарение воды с поверхности океанов, процессы таяния льдов, ледообразования, осадки и перемешивание слоев воды, горизонтальное и вертикальное [24]. При повышении глубины погружения соленость воды повышается.

Морская вода, вследствие наличия солей, усиливает скорость коррозии из-за ослабления омической составляющей. Значение максимального удельного электрического сопротивления морской воды достигает 0,5 Ом·м [27]. Соленость, электропроводность и температура воды величины взаимосвязанные. Самый доступный метод определения степени солености воды — это измерение ее электропроводности [24].

2.2 Влияние температуры на скорость коррозии, плотность тока и защитный потенциал трубных сталей в морской воде

Температура – существенный фактор, определяющий скорость коррозии в морской воде. Низкие, близкие к 0°C температуры обуславливают относительно высокую концентрацию кислорода в воде. Высокая нагрузка от ледового воздействия также способствует усилению коррозии. Очень низкие температуры в зимний период способствуют

					<i>Факторы, определяющие протекание коррозионных процессов в морских условиях</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		25

повышению хрупкости металлов и защитных покрытий [4].

В арктических морях вода является сильно агрессивной средой. Это объясняется не только высоким содержанием растворенного кислорода в воде, но и недолговечностью солевого осадка, оседающего на поверхности, стали при протекании электрохимических процессов. В обычных условиях этот осадок способствует снижению скорости коррозии, но трение, вызванное регулярным соприкосновением стальной поверхности с морским льдом, обладающим высокой плотностью, вызывает увеличение коррозионной активности вследствие разрушения этого осадка, лакокрасочного покрытия и дополнительной активации металла [28] [29]. Из-за специфики таких условий, особенно в местах высокой ледовой активности, на поверхности стали образуются острые кромки и создается повышенная коррозионная опасность, намного более высокая, чем в остальных точках мирового океана [30].

В открытых системах при увеличении температуры от 35°C скорость коррозии возрастает и достигает своего пика примерно на 80°C, после чего снижается вследствие уменьшения растворимости кислорода [18].

При применении протекторной защиты, зачастую используют биметаллические протекторы, в том числе и алюминиево–магниевого, которые могут обеспечить большую плотность тока защиты сразу после введения в эксплуатацию сооружения [31].

2.3 Влияние скорости потока электролита на скорость коррозии трубных сталей и необходимые для защиты нефтегазопроводных сооружений плотность тока и потенциал

Скорости коррозии сталей при изменении скорости потока в пресной и морской воде различны [32]. В нейтральной среде, вследствие поступления кислорода, скорость коррозии сначала увеличивается, а затем, при дальнейшем увеличении скорости потока, наступает процесс пассивации металла и скорость коррозии снижается, после чего опять

					<i>Факторы, определяющие протекание коррозионных процессов в морских условиях</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		26

возрастает из-за смыва пассивной пленки. В морской воде, при увеличении скорости потока, равномерно возрастает и скорость коррозии, за исключением небольшой области пассивации, которая наблюдается вследствие увеличения воздействия кислорода, и которая не оказывает сильного воздействия на процесс [18] [33].

Установлено [34], что оптимальными для работы открытых незамкнутых систем охлаждения морской водой являются скорости от 0,15 до 1,53 м/с. При меньших скоростях образуется обильный осадок, оседающий в виде отложений в зазорах и загибах, который ускоряет процесс локальной коррозии. Установлено, что скорость потока меньше 0,8 м/с влияет на скорость коррозии нелинейно [21]. При больших потоках происходит оголение металла, приводящее к образованию макропар.

Увеличение скорости потока приводит к увеличению плотности тока и потенциала защиты сооружения. Однако, обычно это имеет временный характер, так как в течении некоторого времени на защищаемой поверхности формируется известковое покрытие и фактор скорости потока нивелируется [35].

Геометрическая структура защищаемых сооружений также является важным параметром для системы катодной защиты. При высоких скоростях потока и неравномерной поверхности стальной конструкции, в том числе из-за наличия коррозии, увеличивается время, необходимое для поляризации структуры. Кроме того, большие по диаметру участки трубопроводов заполяризуются быстрее, чем малые, при тех же коррозионных условиях окружающей среды.

Однонаправленное влияние геометрической структуры и скорости потока на электрохимическую защиту наблюдается из-за различной возможности доступа кислорода к поверхности металла. В следствии этого, для упрощения расчета параметров катодной защиты предлагалось объединить эти два фактора в один общий параметр, зависящий от времени [36] [37].

					<i>Факторы, определяющие протекание коррозионных процессов в морских условиях</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		

Пульсация скоростей потока и волновое воздействие также оказывают влияние на плотность тока при применении электрохимической защиты подводных стальных нефтегазопроводных сооружений в морской воде. Во время сильных волнений наблюдается смещение защитного потенциала в положительную сторону, даже небольшие изменения в высоте волн указывают на эту зависимость. Пульсация продольных скоростей течения в открытых каналах так же может существенно меняться [38] [39]. В следствии этого, для правильного подбора критериев катодной защиты в море необходимо, кроме того, учитывать продолжительность штормов, максимальную высоту волн и наличие пульсации скоростей. Усредненное волновое воздействие на образец-свидетель в морской воде в части скорости коррозии приблизительно эквивалентно воздействию на образец при скорости потока 0,1 - 0,15 м/с [35].

Высокие скорости потока создают турбулентность движения воды, что обуславливает обогащение электролита кислородом и воздействием дополнительных механических нагрузок на сталь вследствие наличия эрозии и кавитации [40]. Турбулентное движение воды характеризуется пульсацией скоростей. Современная измерительная аппаратура позволяет измерить и записать на любом носителе пульсационные изменения скорости во времени и по величине. Подобные измерения показывают, что пульсационные изменения протекают с высокой частотой, накладывая пики большей амплитуды на пики меньшей амплитуды с большей частотой.

Существует достаточно много данных по выбору материалов для защиты от коррозии, вызванной движущимся потоком электролита. Например, в морской воде предлагается использовать сплавы медь – никель [41], а также пассивирующиеся материалы, например ферритовые, аустенитные, ферритно-аустенитные нержавеющей стали, сплавы никель-хром и титан различных модификаций. Но следует принять во внимание

					<i>Факторы, определяющие протекание коррозионных процессов в морских условиях</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		28

тот факт, что отсутствие водных потоков может быть вредным для применения этих групп материалов [42]. Поэтому остается актуальным применение низкоуглеродистых сталей в совокупности с катодной защитой

Осуществлять проектирование катодной защиты на участках с большой скоростью течения необходимо с особым вниманием и учетом всех критериев [20]. Для электрохимической защиты стальных конструкций в морской воде с около нулевым течением требуется плотность тока около 50 – 150 мА/м², а при наличии течения около 150 - 300 мА/ м² [43].

Таблица 2.2 - Требования к плотностям тока катодной защиты стальных конструкций с различным качеством покрытия при различных скоростях потока [44]

Скорость потока морской воды	Качество покрытия	Плотность тока, мА/м ²
0 (нет течения)	Хорошее	1 - 2
	Старое или плохое покрытие	2 - 20
	Покрытие отсутствует	20 - 30
0,3 – 1 м/с	Хорошее	2 - 5
	Старое или плохое покрытие	5 - 20
	Покрытие отсутствует	50 - 150
1 – 2 м/с	Хорошее	5 - 7
	Старое или плохое покрытие	10 - 30
	Покрытие отсутствует	150 - 300
Турбулентный поток	Плохое покрытие или покрытие отсутствует	250 - 1000

Из таблицы видно, что при повышении скорости течения морской воды, плотность тока катодной защиты увеличивается, даже при условии качественного изоляционного покрытия. Для конструкций, находящихся в зонах переменного смачивания необходимо увеличить плотность тока на

10 мА/м², по сравнению с плотностью тока для таких же условий, расположенных ниже зоны переменного смачивания [20].

2.4 Влияние напряженного состояния трубной стали на ее коррозионное поведение в морских средах и необходимые для защиты потенциал и плотность тока

Оценка коррозионных свойств стали в морской воде является ключевым моментом для определения срока обеспечения необходимых эксплуатационных характеристик подводных стальных конструкций. Но, помимо описанных ранее причин влияния на скорость коррозии в морской среде, также следует рассмотреть довольно существенный фактор, такой как коррозия под напряжением. В отличие от местной коррозии, в данном случае осуществляется совместное воздействие механической нагрузки и агрессивной среды на сталь [45]. Исследования последних десятилетий [46] показали, что долговечность трубопроводов обеспечивается не только за счет качества металла, но и вследствие специфики электромеханических процессов условий эксплуатации.

Множество аварийных ситуаций происходит в области напряженного состояния трубопроводов или стальных подводных сооружений [47]. К основным видам нагрузок на морские объекты и элементы конструкций относятся [2]:

- давление воды (гидростатическое и вследствие течения);
- воздействие собственного веса конструкции;
- волновое воздействие;
- воздействие ветра и льда;
- причаливающих судов;
- сейсмические нагрузки.

Механические напряжения оказывают влияние на коррозионные характеристики металлов. Оно заключается в передаче металлу

					<i>Факторы, определяющие протекание коррозионных процессов в морских условиях</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		30

дополнительной энергии, которая приводит к снижению его термодинамической устойчивости и оголяет металл из-за разрушения сплошности поверхностных пленок.

Стационарный потенциал [48] под воздействием упругой деформации изменяется довольно слабо, от 1,2 до 2,0 мВ, что не дает заметного снижения коррозионной стойкости металла [9] [16]. Необходимо отметить еще и то, что при приложении определенной нагрузки на сталь, намного меньшей чем та, которая необходима для достижения предела текучести материала, некоторые поверхностные микроучастки могут оказаться в области упругой деформации, т.е. в состоянии деформационно-электрохимической активизации поверхности. Это происходит вследствие поликристалличности структуры материала и неравномерного распределения напряжений на образец стали при его деформировании. Неравномерность электрохимической активации металла оказывает сильное воздействие на распределение анодных и катодных зон на поверхности металла.

При наложении растягивающего деформирующего усилия гетерогенность поверхности металла существенно (с 5 - 7 до 15 - 20 мВ) повышается. При наличии в стали неметаллических составляющих, которые могут являться источником внутренних напряжений в металле, увеличивается микроэлектрохимическая гетерогенность стальной поверхности [49]. Из этого следует, что деформация путем растяжения приводит к образованию на поверхности материала деформационных зон локальной коррозии.

С позиции термодинамики пластическая деформация не должна способствовать снижению коррозионной стойкости металла, однако при локальном разрушении кристаллической решетки коррозионная стойкость металла может значительно уменьшиться.

Механическое напряжение стали в морской среде может возникнуть вследствие различных процессов, связанных с экстремальными нагрузками

					<i>Факторы, определяющие протекание коррозионных процессов в морских условиях</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		31

на сталь, в том числе и воздействие давления, а как известно [32] давление увеличивает коррозию стали в различных электролитах.

Механическое напряжение мягких трубных сталей, даже когда речь идет о пределе области пластической деформации, абсолютно не влияет на скорость коррозии в морской воде [50].

Существуют различные методы защиты стальных нефтегазопроводов, сооружений, элементов конструкций и т.д. от коррозионно-механического разрушения [51] [52]. Их можно разделить на три группы:

- создание коррозионностойких сталей и покрытий, которые будут подготовлены к агрессивным условиям эксплуатации;
- подготовка внешней среды к эксплуатации изделий методами ингибирования, обескислороживания или пассивирования;
- комбинирование первых двух методов, в которые включена интересующая нас электрохимическая защита.

Однозначного мнения о влиянии механического воздействия на скорость коррозии стали в морской воде не сложилось и в литературе отсутствуют данные о потенциалах и плотностях тока электрохимической защиты при наличии механических нагрузок. Текущий вопрос требует проведения дополнительного исследования.

2.5 Одновременное воздействие нескольких факторов на скорость коррозии углеродистых сталей в морской воде

Морская вода – это сложный динамичный раствор с различными среднегодовыми температурами, состоящий из всевозможных солей, микроорганизмов, разлагающихся органических соединений, ила, растворенных газов. Вследствие этого влияние каждого отдельного фактора на скорость морской коррозии определить не просто, по сравнению с простым солевым раствором. При изменении одного из факторов, взаимовлияние различных причин, характеризующих свойства

					<i>Факторы, определяющие протекание коррозионных процессов в морских условиях</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		32

морской воды и коррозионную среду, может оказывать влияние на величины других факторов [17].

Факторы, оказывающие влияние на скорость и характер коррозионного разрушения стали в морской воде, можно классифицировать по трем категориям: не затрагиваемые в нашем исследовании биологические, а также более интересные физические и химические. В таблице 2.3 указаны основные физические и химические факторы, влияющие на коррозию сталей в морской воде.

Таблица 2.3 - Основные физические и химические факторы, влияющие на коррозию в морской воде [17]

Физические	Химические
Скорость течения	Кислород
Воздушные пузырьки	Соленость
Температура	pH
Давление	Растворимость осадков

Как ранее сообщалось, скорость коррозии в водной среде зависит от разных факторов, но основным остается кислород – он оказывает непосредственное влияние на причины возникновения и протекания коррозии сталей. Скорость коррозии малоуглеродистой стали определялась лабораторно при температурах от 17 до 20 °С в статичной морской воде [26]. Усредненная скорость коррозии образцов оказалась в два раза меньше, чем при аналогичных испытаниях, проведенных в море. Этот эффект объясняется обилием воды, насыщенной кислородом, вследствие ее интенсивного перемешивания и насыщения воздухом [54].

При помощи специализированной исследовательской установки [26] были проведены исследования по измерению скорости коррозии малоуглеродистой стали в динамичной морской воде, движущейся с

небольшой скоростью (1,5 м/сек), при различных температурах от 25 до 60 °С. По результатам испытаний установили, что с увеличением температуры, скорость коррозии, при наличии течения от 0,25 м/с до 1,5 м/с, увеличивается и достигает своего максимума при температуре 60 °С [26] [34], после чего начинает уменьшаться из-за снижения растворимости кислорода.

Скорость коррозии имеет более сложную зависимость от температуры, чем кажется на первый взгляд [53]. При увеличении температуры, одновременное разнонаправленное влияние на скорость коррозии начинают оказывать такие факторы как уменьшение растворимости кислорода при его одновременно увеличивающийся скорости диффузии и конвекции. Также сложный характер коррозии наблюдается во время движения воды. Сначала скорость коррозии увеличивается, а затем происходит пассивация из-за повышения доступа кислорода и скорость коррозии падает. В дальнейшем скорость коррозии снова начинает возрастать при дальнейшем увеличении скорости потока вследствие увеличения обтекания стального сооружения водным потоком.

Наиболее заметно влияние кислорода на сталь можно зафиксировать при его неравномерном поступлении к поверхности корродирующей стали. Поверхность с хорошим доступом кислорода становится катодом, а сталь с недостаточным аэрированием превращается в анод.

Интенсивнее всего коррозия воздействует в зонах чуть выше ватерлинии. В местах, где происходит набегание волн и орошение поверхности водой, скорость коррозии обычно до 5 раз выше, чем зонах полного погружения. Это объясняется появлением на границе раздела “металл-электролит-воздух” механизма щелевой коррозии с ограниченным доступом электролита в узкую щель среды у ватерлинии. На доступ кислорода к стали в морской воде сильно влияют известковые отложения. В общем, они оказывают позитивное влияние на снижение скорости коррозии и способствуют повышению энергоэффективности

					Факторы, определяющие протекание коррозионных процессов в морских условиях	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		34

систем морской катодной защиты, путем снижения необходимой для защиты плотности тока.

Наиболее сильное влияние на появление известкового осадка оказывает глубина, которая в свою очередь воздействует на pH, температуру, водный состав (минерализация и биологическая активность) и скорость течения. Значения первых трех факторов (pH, температура и водный состав) определяют степень, в которой растворенные частицы присутствуют в морской воде. Четвертый фактор (скорость течения) способствует доставке этих частиц к поверхности металла и влияет на общую скорость реакции.

Таким образом, Основными факторами, оказывающими влияние на скорость коррозии малоуглеродистых сталей в морской воде, являются температура, концентрация растворенных солей, скорость течения среды и нагрузка (напряжение металла).

Величины потенциала и плотность тока защиты от коррозии зависят от количества растворенного кислорода, концентрация которого зависит от температуры, солесодержания и скорости потока морской воды. Влияние физической нагрузки по литературным данным неоднозначное.

					<i>Факторы, определяющие протекание коррозионных процессов в морских условиях</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		35

3. Способы защиты трубопровода от коррозии

Существует много различных методов защиты труб от коррозии, таких как: выбор коррозионностойких материалов, правильный дизайн, использование антикоррозийных химикатов, покрытия и катодная защита, контроль технологических параметров, проверка и контроль на всех этапах применения этих действий. Но в настоящее время наиболее часто используются методы [5]:

- ингибиторы коррозии;
- внутренние покрытия;
- использование коррозионностойких и неметаллических материалов;
- контроль структурной формы потока.

3.1 Ингибиторы

В настоящее время в мире существует множество химических веществ, используемых в качестве антикоррозионных агентов. Ингибитор коррозии – это химическое соединение, которое снижает скорость коррозии в нефтепроводах.

Механизм действия ингибиторов основан на их адсорбции на поверхности металла и предотвращении попадания агрессивных веществ на поверхность металла. Повышение концентрации ингибиторов уменьшает площадь металла, подверженную воздействию агрессивных компонентов.

Два наиболее распространенных источника ингибирования коррозии нужно учитывать [3]:

					<i>Организация работ по защите от коррозии внешней поверхности морского нефтепровода</i>			
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>				
<i>Разраб.</i>		<i>Беляев Н.В.</i>			<i>Способы защиты трубопровода от коррозии</i>	<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Руковод.</i>		<i>Никульчиков А.В.</i>					36	
<i>Рук. ООП</i>		<i>Брусник О.В.</i>				Отделение нефтегазового дела		
					Группа 2Б8Б			

- Ингибирование компонентами, присутствующими в сырой нефти;
- Ингибирование путем добавления ингибиторов коррозии.

Можно определить два основных воздействия сырой нефти на скорость коррозии. Первый – это эффект смачиваемости, который относится к гидродинамическому состоянию, при котором сырая нефть захватывает воду и предотвращает ее смачивание стальной поверхности. Второй эффект – это ингибирование коррозии некоторыми компонентами сырой нефти, которые достигают стальной поверхности прямым контактом или первым разделением на водную фазу.

Большинство ингибиторов коррозии, используемых на нефтяных месторождениях, представляют собой органические соединения, содержащие функциональные группы азота или серы. Они принадлежат к поверхностно активным веществам, которые преимущественно адсорбируются на любой поверхности или границе раздела фаз в системе и изменяют свободную энергию поверхности и поверхности раздела даже при низкой концентрации.

Чтобы выбрать наиболее эффективный ингибитор коррозии, необходимо хорошо разбираться в каждом конкретном случае: свойства растворителя, условия применения и условия, при которых происходят процессы коррозии, свойства материала нефтепровода. Можно использовать один ингибитор коррозии или может быть несколько ингибиторов одновременно в зависимости от условий.

Ингибиторы коррозии вводятся в нефтепровод через специальные устройства. Существуют следующие виды подачи ингибиторов в нефтепроводы: постоянное дозирование; периодическое дозирование; рассредоточенное дозирование [9].

					<i>Способы защиты трубопровода от коррозии</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		37



Рисунок 3.1 – Способы подачи ингибиторов в нефтепроводы

3.2 Внешнее покрытие трубопроводов

Одним из наиболее перспективных и эффективных методов защиты трубопроводов от внутренней коррозии является применение эффективных защитных покрытий.

Основной причиной применения внешних покрытий является снижение трения, что повышает эффективность потока. Кроме того, нанесение внутренних покрытий может улучшить антикоррозионную защиту, предотвращает отложение солей и парафина, защищает от абразивного износа, обеспечивают чистоту перекачиваемого продукта, снижают гидравлические потери, уменьшают энергетические затраты, увеличивают пропускную способность трубопровода и снижают металлоемкость сооружения за счет применения тонкостенных труб. Внутренние покрытия труб снижают на 5–10% мощность, необходимую для перекачки жидкости. Кроме того, это помогает снизить до 90% расходы на очистку труб.

Использование любого покрытия основано на том, что металл должен быть изолирован от агрессивной среды. Все покрытия можно разделить на три группы в зависимости от природы основного материала: органический, неорганический и металлический. Органические покрытия

					Способы защиты трубопровода от коррозии	Лист 38
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

могут представлять собой краски, полимерные материалы. Неорганическими покрытиями могут быть эмали, керамика (среди них цемент) и стекла. Металлические покрытия – любой металл или сплав. Все три группы этих покрытий используются для защиты труб, резервуаров, насосов и оборудования от контакта с природным газом и жидкостью. Системы труб расположены в разных географических зонах. Поэтому важно создать специфические покрытия, которые защищают конструкции и оборудование в различных условиях: устойчивы к воздействию газа и жидкости, топлива, воды и водных растворов, высоких температур.

Наличие свободной воды в системе является одной из причин коррозии во внутренней поверхности трубопровода. Эффективная система покрытия обеспечит эффективную защиту от коррозии. Выбор покрытия диктуется как условиями окружающей среды, так и требованиями к эксплуатации. Основные общие типы покрытий, используемые для внутренних покрытий, включают эпоксидные смолы, уретаны и фенольные смолы. Эпоксидные материалы характеризуются твердостью, водостойкостью, химической стойкостью и превосходной адгезией [10].

Внешнее покрытие поверхности трубы должно быть выполнено в следующем порядке:

- Проверка качества трубы;
- Сушка или обезжиривание;
- Очистка внешней поверхности трубы;
- Нагрев трубы до определенной температуры;
- Формирование внешнего покрытия;
- Контроль качества покрытия;
- Ремонт поврежденных мест покрытия.

3.3 Материал трубы

Наиболее часто выбираемыми коррозионностойкими материалами могут быть металлы, сплавы, полимеры и композиты. В зависимости от

					<i>Способы защиты трубопровода от коррозии</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		39

разных условий окружающей среды выбирают разные материалы труб для повышения коррозионной эффективности. Не существует идеального материала, который был бы устойчив ко всем средам при любых условиях. Общие скорости коррозии этих сплавов в системах намного ниже, чем значения скорости коррозии для углеродистой стали. Но нержавеющие стали и никелевые сплавы подвержены точечной и щелевой коррозии, коррозионному растрескиванию под напряжением. Поэтому лучше выбирать материалы, которые совместимы с окружающей средой. Правильный метод выбора материалов основан на информации и опыте, которые включены в стандарты, процедуры, отчеты и статьи. Недостатком этого метода является то, что изменения в окружающей среде могут изменить коррозионную стойкость сплавов.

Трубопроводы обычно изготовлены из углеродистых сталей по ряду причин, то есть углеродистые стали имеют хорошие механические свойства, низкую стоимость и широкую доступность несмотря на их относительно низкую коррозионную стойкость. Но из-за низкой коррозионной стойкости углеродных труб, использование углеродистой стали для труб должно сопровождаться введением ингибиторов коррозии, использованием внутренних покрытий. Можно использовать материалы более стойкие к коррозии, чем углеродистая сталь: металлы и сплавы с добавлением хрома, никеля и молибдена (нержавеющие стали), сплавы на основе никеля, кобальта, меди, титана и алюминия, полимеры и композитные материалы. Титановые сплавы могут быть использованы в скважинах природного газа на высоких давлениях и температурах, в присутствии H_2S и CO_2 . Полимерные материалы и композиты занимают определенное место в применении в системах сбора природного газа. Химическая стойкость этих материалов намного выше при контакте с различными газами и растворителями. Недостатками полимеров являются низкая устойчивость к высоким температурам и низкие механические свойства по сравнению с металлами.

					<i>Способы защиты трубопровода от коррозии</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		40

3.4 Структурная форма потока

Структурная форма потока и скорость потока значительно влияют на коррозию. Увеличение скорости потока определяет попадание агрессивных веществ на поверхность металла, удаление продуктов коррозии и защитных слоев (таких как ингибиторы коррозии). В результате скорость коррозии увеличивается. Например, увеличение скорости потока от 1 до 10 м/с вызывает увеличение скорости коррозии с 1 до 3 мм/год в водном растворе, содержащем CO₂ (1 бар и 20°C) в отсутствие защитного слоя FeCO₃. Эффект скорости потока особенно проявляется в таких местах, как клапаны, линии расширения [5].

Режим течения потока определяет тип смачивания поверхности металла, что приводит к возникновению коррозии в верхней части трубы. Высокая скорость потока может вызвать эрозионную коррозию. При низких скоростях потока агрессивные материалы имеют достаточно времени для контакта с металлической поверхностью, различные отложения могут накапливаться и вызывать локальную коррозию.

					<i>Способы защиты трубопровода от коррозии</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		41

4. Расчетная часть

4.1 Расчет толщины стенки трубопровода

Характеристики трубопровода представлены в таблице 4.1.1.
Таблица 4.1- Механические данные материала трубопровода

Параметр	Величина
Материал	L245
Внешний диаметр	610 мм
Плотность материала	7840 кг/м ³
Коэффициент Пуассона	0,3
Модуль Юнга	207 Гпа
Минимальное значение предела текучести R _e	440 МПа
Минимальное значение предела прочности металла R _m труб	535 МПа
Коэффициент линейного расширения металла трубы α	1,2 · 10 ⁻⁵ град
Толщина коррозионного покрытия c ₁	3 мм
Плотность коррозионного покрытия	1300 кг/м ³

Толщина стенки стального трубопровода t_c , исходя из условий местной прочности, определяется по формуле:

$$t_c = \frac{p_0 D_a}{2\sigma\varphi} + c_1 + c_2, \quad (4.1)$$

$$t_c = \frac{5,5 \cdot 10^6 \cdot 610}{2 \cdot 372,8 \cdot 10^6 \cdot 1} + 3 + 0,305 = 7,8 \text{ мм}$$

Коэффициент прочности φ принимается равным единице для бесшовных труб и одобренных сварных труб, признанных эквивалентными бесшовным.

<i>Организация работ по защите от коррозии внешней поверхности морского нефтепровода</i>				
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата
Разраб.		Беляев Н.В.		
Руковод.		Никульчиков А.В.		
Рук. ООП		Брусник О.В.		
<i>Расчетная часть</i>				
			Лит.	Лист
				42
Отделение нефтегазового дела				
-				

Расчетное давление в трубопроводе p_0 определяется по формуле:

$$p_0 = (p_i - p_{g \min}) + \Delta p, \quad (4.2)$$

$$p_0 = (13 - 17,7) + 10,2 = 5,5 \text{ МПа}$$

где p_i - внутреннее рабочее давление в трубопроводе, принимаемое в проекте, МПа;

$p_{g \min}$ - минимальное внешнее гидростатическое давление на трубопровод, МПа;

Δp - добавочное расчетное давление, учитывающее давление страгивания транспортируемой среды в трубопроводе или давление гидравлического удара в трубопроводе, МПа.

Добавочное расчетное давление определяется в результате гидравлического расчета трубопровода, одобренного Регистром.

Величина $p_{g \min}$ определяется по формуле:

$$p_{g \min} = p_w \cdot g \cdot (d_{\min} - h_w/2) \cdot 10^{-6}, \quad (4.3)$$

$$p_{g \min} = 1025 \cdot 9,81 \cdot (1770 - 5,78/2) \cdot 10^{-6} = 17,7 \text{ МПа}$$

где p_w - плотность морской воды, кг/м³;

d_{\min} - минимальный уровень тихой воды по трассе

h_w - расчетное значение высоты волн на основе [22] принимаем равным 5,78 м.

Допустимое напряжение σ должно приниматься равным наименьшему из значений:

$$\sigma = \left(\frac{R_e}{n_e}, \frac{R_m}{n_m} \right), \quad (4.4)$$

Значения n_e и n_m принимаем равными 1,18 и 1,35 соответственно [15]

$$\sigma = \frac{440}{1,18} = 372,8 \text{ МПа}$$

$$\sigma = \frac{535}{1,35} = 396,3 \text{ МПа}$$

Допустимое напряжение σ принимаем равным 372,8 МПа.

					<i>Расчетная часть</i>	Лист
						43
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

При транспортировке жидких и газообразных углеводородов, возможно содержащих в своем составе воду, надбавка на коррозионный износ должна составлять минимум 3 мм.

Значение C_2 принимается равным 0,5% D_a и составляет:

$$C_2 = \frac{0,5 \cdot 610}{1000} = 0,305 \text{ мм} \quad (4.5)$$

Максимальные суммарные напряжения в трубопроводе σ_{max} , вычисляем согласно формулы:

$$\sigma_{max} = \sqrt{\sigma_x^2 + \sigma_{hp}^2 - \sigma_x \sigma_{hp}^2 + 3\tau^2} \leq k_\sigma R_e \quad (4.6)$$

$$\sigma_{max} = \sqrt{110,756^2 + 331,5^2 - 110,756 \cdot 331,5^2 + 3 \cdot 10^2}$$

$$\leq 0,8 \cdot 440$$

$$292,8 \leq 352$$

Условие прочности выполняется.

Значение коэффициента запаса $k_\sigma = 0,8$ [15].

Определяем продольное осевое сжимающее напряжение:

$$\sigma_{прN} = -\alpha E \Delta t + \mu \frac{nPD_{BH}}{2\delta_H}, \quad (4.7)$$

$$\sigma_{прN} = -1,2 \cdot 10^{-5} \cdot 2,06 \cdot 10^{-5} \cdot 84,8 \cdot 10^6 + 0,3$$

$$\cdot \frac{1 \cdot 5,5 \cdot 10^6 \cdot 610}{2 \cdot 27} = 186,389 \text{ МПа}$$

Абсолютное значение максимального отрицательного температурного перепада определяют по формуле:

$$\Delta t_{(-)} = \frac{(1 - \mu)R_1}{\alpha E}, \quad (4.8)$$

$$\Delta t_{(-)} = \frac{(1 - 0,3) \cdot 299,444 \cdot 10^6}{1,2 \cdot 10^{-5} \cdot 2,06 \cdot 10^5} = 84,8 \cdot 10^6 \text{ град}$$

R_1 - расчетное сопротивление растяжению, определяется по формуле:

$$R_1 = \frac{R_1^H \cdot m_0}{k_1 \cdot k_n}, \quad (4.9)$$

$$R_1 = \frac{353 \cdot 10^6 \cdot 0,75}{1,34 \cdot 1} = 299,44 \text{ МПа}$$

Нормативное сопротивление растяжению металла труб и сварных соединений, принимается равным минимальному значению временного сопротивления, или пределу прочности металла трубы;

Полученное расчетное значение толщины стенки трубы округляется до ближайшего большего значения σ_H , предусмотренного государственными стандартами и техническими условиями. $\sigma_{кц}^H$ - кольцевые напряжения от нормативного (рабочего) давления, определяемые по формуле:

$$\sigma_{кц}^H = \frac{PD_{вн}}{2\delta_H}, \quad (4.10)$$

$$\sigma_{кц}^H = \frac{5,5 \cdot 610}{2 \cdot 27} = 62,13 \text{ МПа}$$

4.2 Расчет стального подводного трубопровода на устойчивость (смятие) под действием гидростатического давления

Величина критического внешнего давления на трубопровод p_e , МПа, приводящая к смятию поперечного сечения, но не инициирующая пластических деформаций в стенке трубы:

$$p_e = \frac{1}{k_1} \cdot \frac{2E}{I - \mu^2} \left(\frac{t_c}{D_a} \right), \quad (4.11)$$

$$p_e = \frac{1}{2} \cdot \frac{2 \cdot 2,06 \cdot 10^5}{1 - 0,3^2} \left(\frac{7,8}{610} \right) = 2,8 \text{ МПа}$$

Величина давления смятия p_y , МПа, определяется по формуле:

$$p_y = \frac{2R_B}{k_2} \cdot \frac{t_c}{D_a}, \quad (4.12)$$

$$p_y = \frac{2 \cdot 450 \cdot 10^6}{1,05} \cdot \frac{7,8}{610} = 10,96 \text{ МПа}$$

Проверка несущей способности поперечного сечения подводного трубопровода на чистое смятие под действием внешнего давления выполняется по формуле:

					<i>Расчетная часть</i>	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		45

$$p_c \leq k_c p_{g \max} \quad (4.13)$$

$$8,27 \leq 0,5 \cdot 17,7$$

Условие прочности выполняется.

$$p_c = \frac{p_y \cdot p_e}{\sqrt{p_y^2 + p_e^2}} \quad (4.14)$$

$$p_c = \frac{10,96 \cdot 2,8}{\sqrt{10,96^2 + 2,8^2}} = 8,27 \text{ МПа}$$

где p_e и p_y - критические нагрузки по упругому и пластическому смятию соответственно.

$$p_{g \max} = p_w \cdot g \cdot \left(d_{\max} - \frac{h_w}{2} \right) \cdot 10^{-6}, \quad (4.15)$$

$$p_{g \min} = 1025 \cdot 9,81 \cdot \left(1770 - \frac{5,78}{2} \right) \cdot 10^{-6} = 17,7 \text{ МПа}$$

4.3 Анализ влияния коррозии на морской нефтепровод

Рассмотрим влияние язвенной коррозии на морской нефтепровод, используя программную систему ANSYS.

Для получения точных результатов, наложим сетку на секцию (6 метров) нефтепровода.

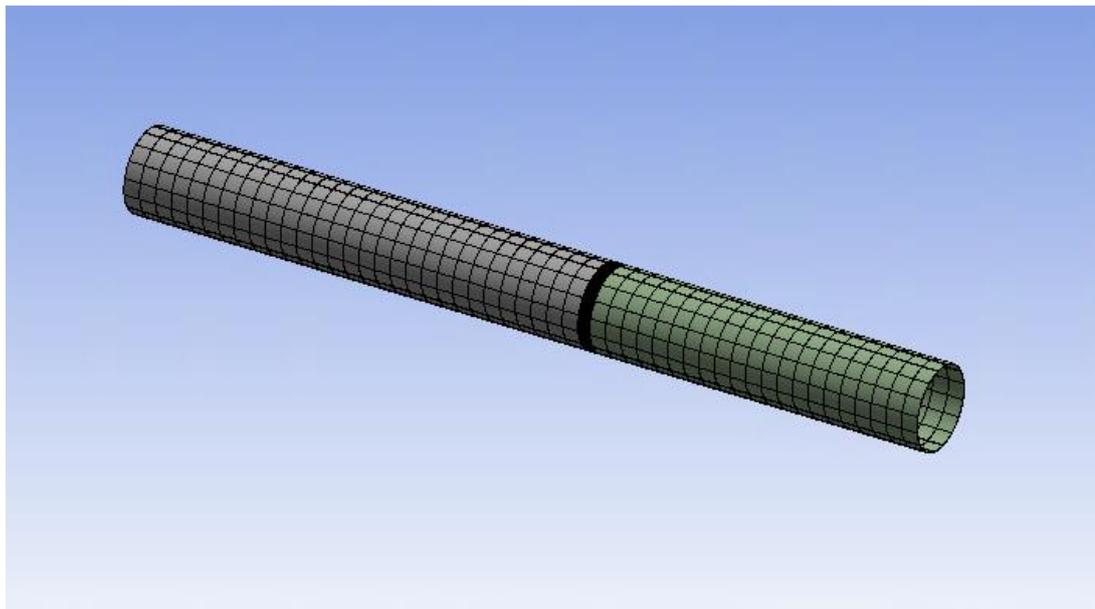


Рисунок 4.1 – Создание сетки для моделирования

Задаем внешнее и внутреннее давление 17 МПа и 5,5 МПа
соответственно.

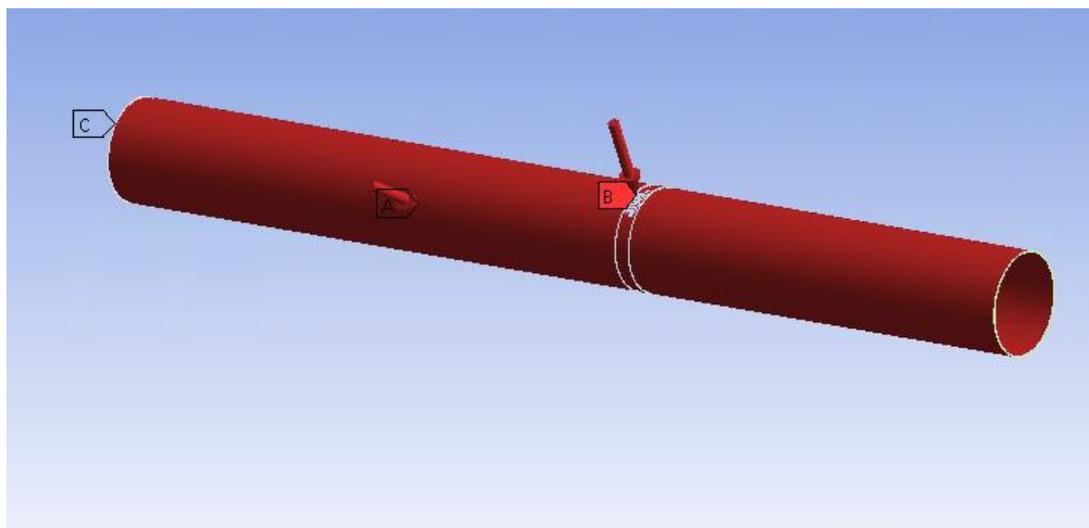


Рисунок 4.2 – Наглядная иллюстрация оказываемого давления на трубопровод

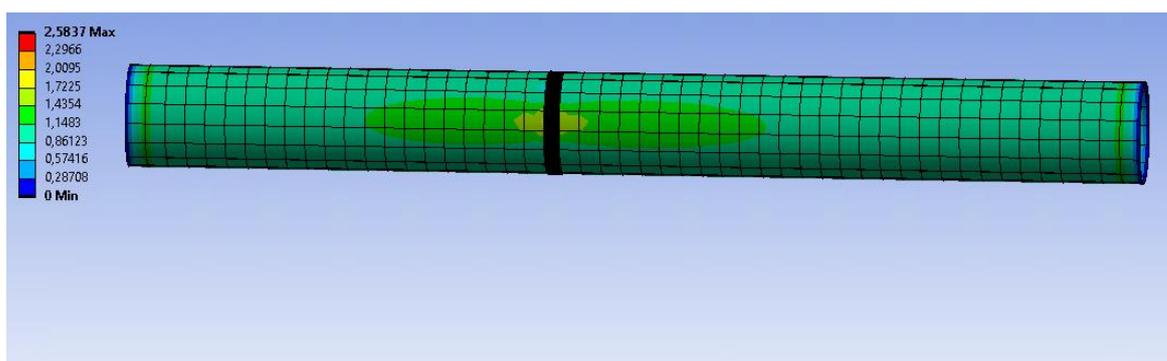


Рисунок 4.3 - Total deformation

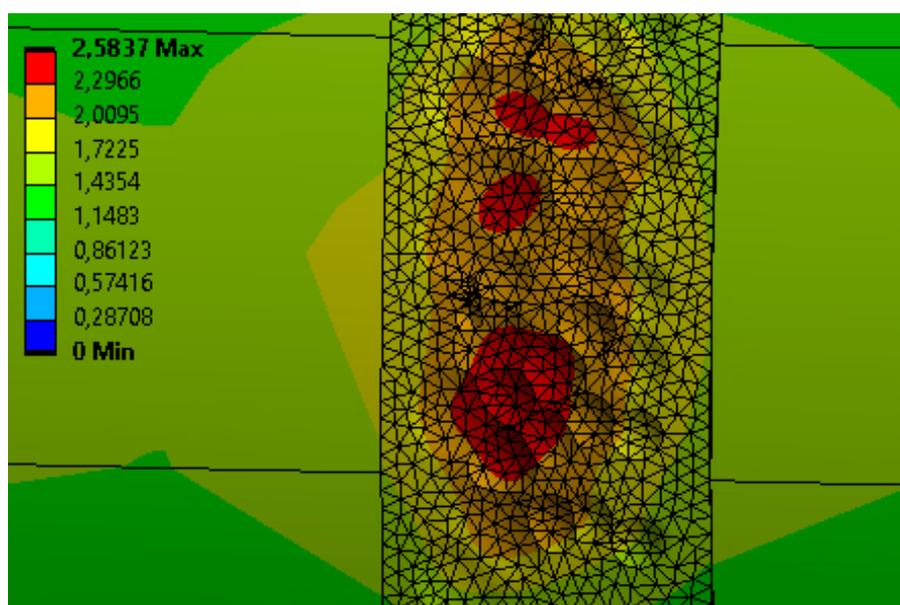


Рисунок 4.4 - Total deformation в области коррозии

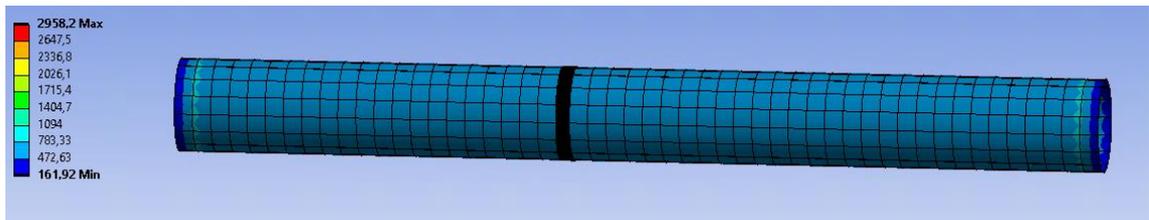


Рисунок 4.5 - Equivalent stress

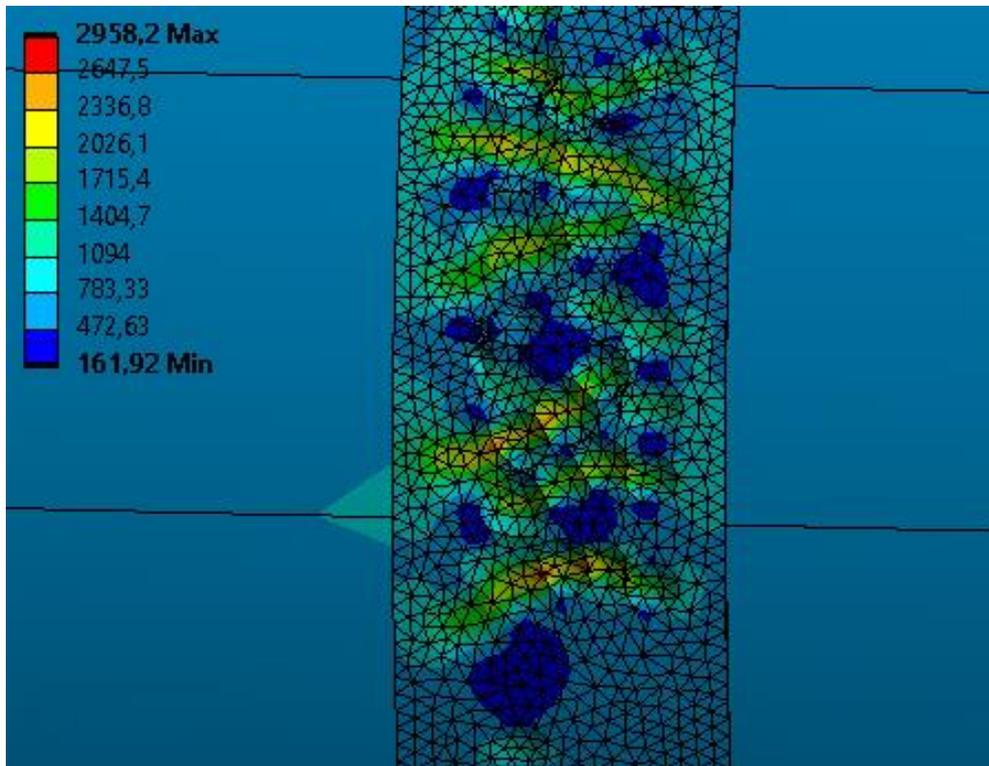


Рисунок 4.6 - Equivalent stress в области коррозии

Исходя из полученного моделирования видно, что на глубине 1770 метров в области скопления язвенной коррозии, размер которой в диаметре и в глубину равны 15 и 3 сантиметра соответственно, трубопровод подвергается сильному напряжению, что приводит к разрыву стенки трубы.

Проведем повторное моделирование с использованием внешнего покрытия.

В качестве средства защиты будем использовать бетон, диаметр которого равен 50 миллиметрам.

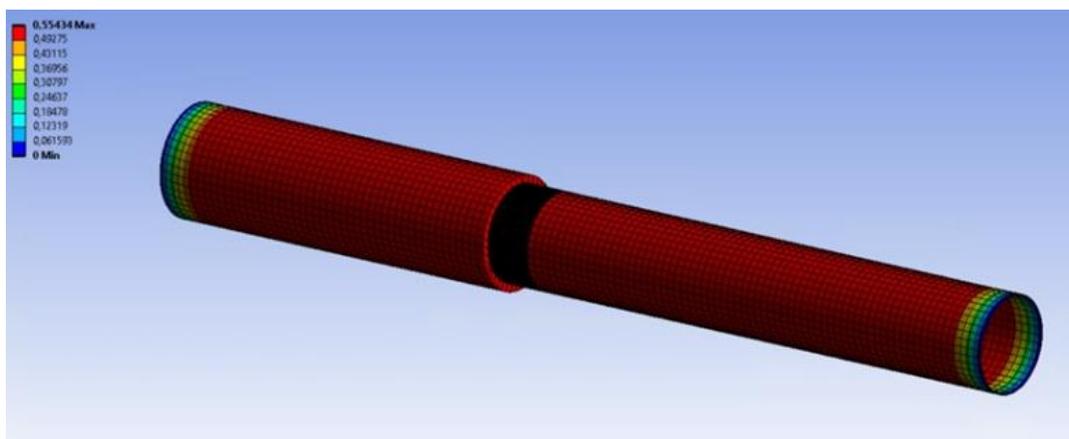


Рисунок 4.7 - Total deformation с использованием внешнего покрытия

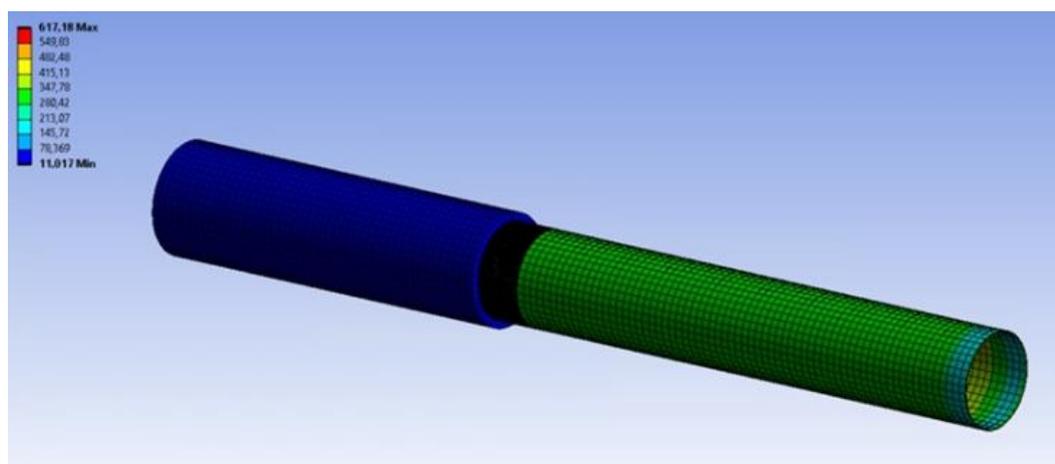


Рисунок 4.8 - Equivalent stress с использованием внешнего покрытия

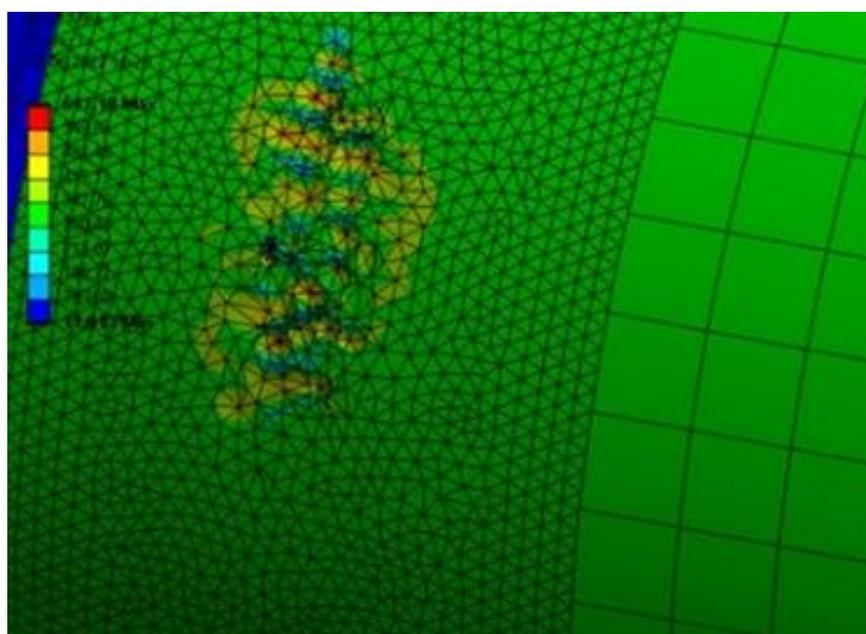


Рисунок 4.9 - Equivalent stress в области коррозии с использованием внешнего покрытия

Бетонное покрытие защищает нефтепровод от воздействия гидравлического давления, снижая напряжение на него.

Тем не менее, в области распространения коррозии происходит разрушение нефтепровода, что в дальнейшем повлечет за разрушением бетонного покрытия изнутри, посредством разлива, и возникновением аварийной ситуации.

Единственным решением данной проблемы является незамедлительный ремонт данного участка.

					<i>Расчетная часть</i>	<i>Лист</i>
						50
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		

5. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение

Одно из основных направлений деятельности любого нефтегазодобывающего предприятия, в настоящее время – сокращение себестоимости продукции скважин, в частности, в технологических процессах подготовки нефти.

В настоящее время перспективность научного исследования определяется не столько масштабом открытия, оценить которое на первых этапах жизненного цикла высокотехнологического и ресурсоэффективного продукта бывает достаточно трудно, сколько коммерческой ценностью разработки. Оценка коммерческой ценности разработки является необходимым условием при поиске источников финансирования для проведения научного исследования и коммерциализации его результатов. Это важно для разработчиков, которые должны представлять состояние и перспективы проводимых научных исследований.

5.1 Предпроектный анализ

5.1.1 Анализ конкурентных технических решений с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения

При ведении собственного производства необходим систематический анализ конкурирующих разработок во избежание потери занимаемой ниши рынка. Периодический анализ конкурентных технических решений с позиции ресурсоэффективности позволяет оценить эффективность научной разработки по сравнению с конкурирующими предприятиями.

					<i>Организация работ по защите от коррозии внешней поверхности морского нефтепровода</i>			
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>				
<i>Разраб.</i>	<i>Беляев Н В</i>				<i>Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсоснабжение</i>	<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Руковод.</i>	<i>Никульчиков А.В.</i>						51	
<i>Рук. ООП</i>	<i>Брусник О.В.</i>					Отделение нефтегазового дела		
					Группа 2Б8Б			

В таблице 5.1 приведена оценочная карта, включающая конкурентные технические решения.

Таблица 5.1 – Оценочная карта для сравнения конкурентных технических решений

Критерии оценки	Вес критерия	Баллы			Конкурентоспособность		
		Б _ф	Б _{к1}	Б _{к2}	К _ф	К _{к1}	К _{к2}
1	2	3	4	5	6	7	8
Технические критерии оценки ресурсоэффективности							
Количество выхода продукта	0,17	4	5	3	0,68	0,85	0,51
Качество продукта	0,09	5	4	3	0,45	0,36	0,27
Энергоемкость процессов	0,05	4	5	3	0,2	0,25	0,15
Надежность моделирования	0,15	5	4	4	0,75	0,6	0,6
Безопасность	0,17	4	4	4	0,68	0,68	0,68
Качество интеллектуального интерфейса	0,06	5	4	4	0,3	0,24	0,24
Экономические критерии оценки эффективности							
Цена	0,07	5	4	4	0,35	0,28	0,28
Конкурентоспособность продукта	0,04	5	4	4	0,2	0,16	0,16
Уровень проникновения на рынок	0,04	4	5	5	0,16	0,2	0,2
Предполагаемый срок эксплуатации	0,06	5	4	3	0,3	0,24	0,18
Срок выхода на рынок	0,05	5	5	4	0,25	0,25	0,2
Финансирование научной разработки	0,05	4	3	5	0,2	0,15	0,25
Итого	1				4,52	4,26	3,72

В ходе анализа конкурентных технических решений с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения выявлено, что разработка является конкурентоспособной как по техническим критериям, так и с экономической точки зрения.

5.1.2 SWOT-анализ

SWOT – представляет собой комплексный анализ научно-исследовательского проекта. Результаты первого этапа SWOT-анализа представлены в таблице 5.2

Таблица 5.2 – Матрица SWOT

	<p>Сильные стороны научно-исследовательского проекта:</p> <ol style="list-style-type: none"> 1. Систематическое повышение уровня квалификации; 2. Наличие квалифицированного персонала, имеющего опыт работы в данной области; 3. Наличие постоянных поставщиков; 4. Высокое качество продукции, соответствующее мировым стандартам; 5. Внедрение новых узлов оборудования и совершенствования технологических процессов. 	<p>Слабые стороны научно-исследовательского проекта:</p> <ol style="list-style-type: none"> 1. Низкий уровень заработной платы для молодых специалистов; 2. Устаревшее оборудование; 3. Высокая степень износа оборудования; 4. Повышение цен у поставщиков; 5. Высокий уровень цен на выпускаемую продукцию.
<p>Возможности:</p> <ol style="list-style-type: none"> 1. Малое количество посредников; 2. Небольшое количество конкурентов; 3. Высокое качество поставляемых ресурсов. 	<p>Сильные стороны и возможности:</p> <ol style="list-style-type: none"> 1. Эффективное использование ресурсов производства; 2. Оптимизация количества посредников за счет постоянных и проверенных поставщиков; 	<p>Слабые стороны и возможности:</p> <ol style="list-style-type: none"> 1. Создание эффективной системы мотивации и стимулирования для сотрудников; 2. Нарботка и укрепление конкурентных преимуществ продукта;

Продолжение таблицы 5.2 – Матрица SWOT

	3. Поддержание увеличения спроса и выхода на новые рынки сбыта товара за счет высокого качества продукции.	3. Модернизация оборудования; 4. Внедрение технологии; 5. Выбор оптимального поставщика и заключение договорных отношений.
Угрозы: 1. Увеличение уровня налогов; 2. Повышение требований к качеству продукции; 3. Несвоевременные поставки сырья и оборудования.	Сильные стороны и угрозы: 1. Применение оптимальной налоговой политики; 2. Внедрение менеджмента качества; 3. Выбор оптимального поставщика и заключение договорных отношений.	Слабые стороны и угрозы: 1. Повышение цен на выпускаемую продукцию; 2. Выбор оптимального поставщика и заключение договорных отношений.

Положительные и слабые стороны научно-исследовательского проекта, которые были обозначены в ходе проведенного анализа, дают возможность спланировать необходимые изменения. Слабые стороны необходимо по возможности минимизировать, базируясь прежде всего на имеющихся сильных сторонах. Поддержка сильных сторон, усиление позиции в области, позволит не только улучшить имидж компании в будущем, но и увеличить количество клиентов, а следовательно, и позволит увеличить потенциальную валовую прибыль в будущем. Исходя из анализа можно сформировать долгосрочный план по достижению определенных целей в будущем.

5.2 Планирование управления научно-техническим проектом

5.2.1 План проекта

Для выполнения проекта формируется рабочая группа, в состав которой входят научный руководитель и исполнитель (бакалавр). Составлен перечень этапов и работ, распределены исполнители по видам работ. Этапы и содержание работ, распределение исполнителей по данным видам работ приведены в таблице 6.3.

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

$$t_{ож\ i} = \frac{3t_{min\ i} + 2t_{max\ i}}{5}, \quad (5.1)$$

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

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

$2t_{max\ i}$ – максимально возможная трудоемкость выполнения заданной i -ой работы (пессимистическая оценка: в предположении наиболее неблагоприятного стечения обстоятельств), чел.-дн.

Исходя из ожидаемой трудоемкости работ, определяется продолжительность каждой работы в рабочих днях T_{pi} , учитывающая параллельность выполнения работ несколькими исполнителями.

$$T_{pi} = \frac{t_{ож\ i}}{Ч_i}, \quad (5.2)$$

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

$t_{ож\ i}$ – ожидаемая трудоемкость выполнения одной работы, чел.-дн.

					Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсоснабжение	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		55

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

Диаграмма 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:

$$T_{ki} = T_{pi} \cdot k_{\text{кал}}, \quad (5.3)$$

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

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

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

Коэффициент календарности определяется по следующей формуле:

$$k_{\text{кал}} = \frac{T_{\text{кал}}}{T_{\text{кал}} - T_{\text{вых}} - T_{\text{пр}}}, \quad (5.4)$$

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

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

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

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

Все рассчитанные значения отражены в таблице 5.3

Таблица 5.3 – Временные показатели проведения научного исследования

Название работы	Трудоемкость работы			Исполнители	Длительность работы в рабочих днях T_{pi}	Длительность работы в календарных T_{ki}
	t_{mix} чел – дни	t_{max} чел – дни	$t_{ожид}$ чел – дни			
Составление ТЗ	1	3	2	Руководитель	2	3
Изучение литературы	15	20	17	Исполнитель	17	21
Выбор напр. исслед.	5	10	7	Исполнитель Руководитель	4	5
Календар. план.	1	2	1	Руководитель	1	2
Провед. теор. расч.	15	16	15	Исполнитель	15	19
Провед. экспер.	25	29	27	Исполнитель	27	33
Сопостав. Результатов	4	7	5	Исполнитель Руководитель	5	7
Офор. отчетов	1	3	2	Исполнитель	2	3
Подвед. итогов	3	5	4	Исполнитель Руководитель	4	5
Заключение	2	4	3	Исполнитель	3	4
ИТОГО:					80	102

На основе таблицы 5.3 строится календарный план-график. График строится для максимального по длительности исполнения работ в рамках выполнения проекта на основе таблицы 5.4 с разбивкой по месяцам и декадам (10 дней) за период времени дипломирования.

Таблица 5.4 – Календарный план-график проведения НИОКР по теме

№	Вид работ	Исполнители	T _{ki} кал. дн.	Продолжительность выполнения работ												
				Февраль			Март			Апрель			Май			
				1	2	3	1	2	3	1	2	3	1	2	3	
1	Составление ТЗ	Руководитель	4	■												
2	Изучение литературы	Исполнитель	28		■	■	■									
3	Выбор напр. исслед.	Исполнитель Руководитель	6				■									
4	Календар. план.	Руководитель	4					■								
5	Провед. теор. расч.	Исполнитель	25						■	■						
6	Провед. экспер.	Исполнитель	43								■					
7	Сопостав. Результатов	Исполнитель Руководитель	4									■				
8	Офор. отчетов	Исполнитель	4										■			
9	Подвед. итогов	Исполнитель Руководитель	8											■	■	
10	Заключение	Исполнитель	5												■	■

■ Руководитель
■ Исполнитель

5.2.2 Бюджет научного исследования

При планировании бюджета проводимого исследования должно быть обеспечено полное и достоверное отражение всех видов расходов, связанных с его выполнением. В процессе формирования бюджета проводимого исследования используется следующая группировка затрат по статьям:

- материальные затраты;
- затраты на специальное оборудование для выполняемых работ;
- основная заработная плата исполнителей темы;
- дополнительная заработная плата исполнителей темы;
- отчисления во внебюджетные фонды (страховые отчисления);
- печать и ксерокопирование материалов исследования, оплата услуг связи.

5.2.3 Расчет материальных затрат

Расчет материальных затрат осуществляется по следующей формуле:

$$Z_m = (1 + k_T) \cdot \sum_{i=1}^m C_i \cdot N_{\text{расх } i}, \quad (5.5)$$

где m – количество видов материальных ресурсов, потребляемых при выполнении научного исследования;

$N_{\text{расх } i}$ – количество материальных ресурсов i -го вида, планируемых к использованию при выполнении научного исследования (шт., кг, м, м² и т.д.);

C_i – цена приобретения единицы i -го вида потребляемых материальных ресурсов (руб./шт., руб./кг, руб./м, руб./м² и т.д.);

k_T – коэффициент, учитывающий транспортно-заготовительные расходы.

Значения цен на материальные ресурсы могут быть установлены по данным, размещенным на соответствующих сайтах в Интернете предприятиями изготовителями (либо организациями-поставщиками).

Величина коэффициента (k_T), отражающего соотношение затрат по доставке материальных ресурсов и цен на их приобретение, зависит от условий договоров поставки, видов материальных ресурсов, территориальной удаленности поставщиков и т.д. Транспортные расходы принимаются в пределах 15–25% от стоимости материалов. Материальные затраты, необходимые для данной разработки, заносятся в таблицу 5.5.

Таблица 5.5 – Материальные затраты

Наименование	Ед. изм.	Количество			Цена за ед., руб			Затраты на материалы (Зм), руб.		
		УП Н	Анало г 1	Анало г 2	УП Н	Анало г 1	Анало г 2	УПН	Анало г 1	Анало г 2
Коррозионной ингибитор	г	36	50	50	80	80	80	3312	4600	4600
Дезэмульгатор	г	45	60	57	70	70	70	3622,5	4830	4588,5
Канцлерские товары	шт.	4	4	3	2	2	2	9,2	9,2	6,9
Перчатки	шт.	2	4	3	24	24	24	55,2	110,4	82,8
Колбы	шт.	12	10	9	30	30	30	345	345	310,5
ИТОГО:								7343,9	9894,6	9588,7

5.2.4 Основная заработная плата

В настоящую статью включается основная заработная плата научных и инженерно-технических работников, рабочих макетных мастерских и опытных производств, непосредственно участвующих в выполнении работ по данной теме. Величина расходов по заработной плате определяется исходя из трудоемкости выполняемых работ и действующей системы оплаты труда. В состав основной заработной платы включается премия, выплачиваемая ежемесячно из фонда заработной платы (размер определяется Положением об оплате труда). Расчет основной заработной платы сводим в таблице 5.6.

Таблица 5.6 – Расчет основной заработной платы

Исполнители	Зб, руб.	k_p	Зм, руб	Здн, руб	Тр раб. Дн.	Зосн, руб
Руководитель	33106	1,3	43037,8	1842	16	29472
Исполнитель	19200	1,3	24960	1031,5	74	76331

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

$$C_{зп} = Z_{осн} + Z_{доп}, \quad (5.6)$$

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

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

$$Z_{осн} = Z_{дн} \cdot T_{раб}, \quad (5.7)$$

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

$T_{раб}$ – продолжительность работ, выполняемых научно-техническим работником, раб. дн. (таблице 6.7);

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

Среднедневная заработная плата рассчитывается по формуле:

$$Z_{дн} = \frac{Z_M \cdot M}{F_D}, \quad (5.8)$$

где Z_M – месячный должностной оклад работника, руб.;

M – количество месяцев работы без отпуска в течение года;

F_D – действительный годовой фонд рабочего времени научно – технического персонала, раб.дн. (таблице 5.7).

Таблица 5.7– Баланс рабочего времени

Показатели рабочего времени	Руководитель	Исполнитель
Календарное число дней	365	365
Количество нерабочих дней – выходные дни – праздничные дни	66	66
Потери рабочего времени – отпуск – невыходы по болезни	56	28
Действительный годовой фонд рабочего времени	243	271

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

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

$$Z_{\text{доп}} = k_{\text{доп}} \cdot Z_{\text{осн}} \quad (5.9)$$

где $Z_{\text{доп}}$ – дополнительная заработная плата, руб;

$k_{\text{доп}}$ – коэффициент дополнительной зарплаты;

$Z_{\text{осн}}$ – основная заработная плата, руб.

В таблице 6.8 приведена форма расчета основной и дополнительной заработной платы.

Таблица 5.8 – Заработная плата исполнителей НТИ

Заработная плата	Руководитель	Исполнитель
Основная зарплата	29472	76331
Дополнительная зарплата	4420,8	11449,6
Итого по статье Сзп	33892,8	87780,6

5.3 Отчисления во внебюджетные фонды

5.3.1 Отчисления на социальные нужды

Статья включает в себя отчисления во внебюджетные фонды.

$$Z_{\text{внед}} = K_{\text{внед}} \cdot (Z_{\text{осн}} + Z_{\text{доп}}), \quad (5.10)$$

где $K_{\text{внед}} = 30,2\%$ коэффициент отчислений на уплату во внебюджетные фонды (пенсионный фонд, фонд обязательного медицинского страхования).

Отчисления во внебюджетные фонды рекомендуется представлять в таблице 6.9.

Таблица 5.9 – Отчисления на социальные нужды

	Руководитель	Исполнитель
Зарплата	27949,5	38762
Отчисления на социальные нужды	8384,86	11628,6

5.3.2 Накладные расходы

Накладные расходы учитывают прочие затраты организации, не попавшие в предыдущие статьи расходов. Их величина определяется по следующей формуле:

$$Z_{\text{накл}} = (\text{сумма статей } 1 \div 7) \cdot k_{\text{нр}}, \quad (5.11)$$

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

					Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсоснабжение	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		63

Величину коэффициента накладных расходов можно взять в размере 16%.

Таблица 5.10 – Расчет бюджета затрат НТИ

Наименование статьи	Сумма, руб		
	УПН	Аналог1	Аналог2
Материальные затраты НТИ	7343,9	9894,6	9588,7
Затраты по основной заработной плате исполнителей темы	58010		
Затраты по дополнительной заработной плате исполнителей темы	8701,5		
Отчисления во внебюджетные фонды	20013,47		
Накладные расходы	15051,03	15459,14	15410,2
Бюджет затрат НТИ	109120	112079	111724

5.4 Определение ресурсной, финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности исследования

5.4.1 Оценка сравнительной эффективности исследования

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

Интегральный показатель финансовой эффективности научного исследования получают в ходе оценки бюджета затрат двух вариантов

					Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсоснабжение	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		64

исполнения научного исследования (таблица 5.11). Для этого наибольший интегральный показатель реализации технической задачи принимается за базу расчета (как знаменатель), с которым соотносятся финансовые значения по всем вариантам исполнения.

Таблица 5.11 – Группировка затрат по статьям аналогов разработки

Затраты по статьям					
Сырье, материалы, покупные изделия и полуфабрикаты	Основная заработная плата	Дополнительная заработная плата	Отчисления на социальные нужды	Накладные расходы	Итого плановая себестоимость
9894,6	58010	8701,5	20013,47	15459,14	112078,76
9588,7	58010	8701,5	20013,47	15410,2	111723,91

Интегральный финансовый показатель разработки определяется как:

$$I_{\Phi}^{\rho} = \frac{\Phi_{\rho i}}{\Phi_{max}} = \frac{109120}{112078,76} = 0,974 \quad (5.12)$$

$$I_{\Phi}^{\alpha 1} = \frac{\Phi_{\rho i}}{\Phi_{max}} = \frac{112078,76}{112078,76} = 1 \quad (5.13)$$

$$I_{\Phi}^{\alpha 2} = \frac{\Phi_{\rho i}}{\Phi_{max}} = \frac{111723,91}{112078,76} = 0,997 \quad (5.14)$$

где I_{Φ}^{ρ} – интегральный финансовый показатель разработки;

Φ_{max} – стоимость i -го варианта исполнения; Φ_{max} – максимальная стоимость исполнения научно–исследовательского проекта (в т.ч. аналоги).

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

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

$$I_m^{\alpha} = \sum_{i=1}^n (\alpha_i \cdot b_i^a), \quad (5.15)$$

$$I_m^{\alpha} = \sum_{i=1}^n (\alpha_i \cdot b_i^p), \quad (5.16)$$

где m – интегральный показатель ресурсоэффективности вариантов;

α_i – весовой коэффициент i -го параметра;

b_i^a, b_i^p – бальная оценка i -го параметра для аналога и разработки, устанавливается экспертным путем по выбранной шкале оценивания;

n – число параметров сравнения.

Таблица 5.12 – Сравнительная оценка характеристик вариантов исполнения проекта

Критерии	Весовой КПД	Текущий проект	Аналог 1	Аналог 2
Эволюционность	0,1	4	5	3
Работоспособность	0,15	4	5	3
Помехоустойчивость	0,15	4	5	4
Энергосбережение	0,2	5	4	4
Надежность	0,25	4	5	4
Материалоемкость	0,15	5	5	3
ИТОГО	1	4,6	4,4	3,5

$$I_m^p = 4 \cdot 0,1 + 4 \cdot 0,15 + 4 \cdot 0,15 + 5 \cdot 0,2 + 4 \cdot 0,25 + 5 \cdot 0,15 = 4,35 \quad (5.17)$$

$$I_1^A = 5 \cdot 0,1 + 5 \cdot 0,15 + 5 \cdot 0,15 + 4 \cdot 0,2 + 5 \cdot 0,25 + 5 \cdot 0,15 = 4,8 \quad (5.18)$$

$$I_2^A = 3 \cdot 0,1 + 3 \cdot 0,15 + 4 \cdot 0,15 + 4 \cdot 0,2 + 4 \cdot 0,25 + 3 \cdot 0,15 = 3,9 \quad (5.19)$$

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

$$I_{финр}^p = \frac{I_m^p}{I_\phi^p} = \frac{4,35}{0,976} = 4,47 \quad (5.19)$$

$$I_{финр}^{a1} = \frac{I_m^{a1}}{I_\phi^{a1}} = \frac{4,8}{1} = 4,8 \quad (5.20)$$

$$I_{финр}^{a2} = \frac{I_m^{a2}}{I_\phi^{a2}} = \frac{3,9}{0,997} = 3,91 \quad (5.21)$$

Сравнение интегрального показателя эффективности текущего проекта и аналогов позволит определить сравнительную эффективность проекта (таблица 6.13). Сравнительная эффективность проекта:

$$\mathcal{E}_{ср} = \frac{I_{финр}^p}{I_{финр}^{a1}} = \frac{4,47}{4,8} = 0,93 \quad (5.22)$$

$$\mathcal{E}_{ср} = \frac{I_{финр}^p}{I_{финр}^{a2}} = \frac{4,47}{3,91} = 1,14 \quad (5.23)$$

где $\mathcal{E}_{ср}$ – сравнительная эффективность проекта;

$I_{финр}^p$ – интегральный показатель разработки;

$I_{финр}^a$ – интегральный технико–экономический показатель аналога.

Таблица 6.13 – Сравнительная эффективность разработки

№ п/п	Показатели	Разработка	Аналог 1	Аналог 2
1	Интегральный финансовый показатель разработки	0,976	1	0,997
2	Интегральный показатель ресурсоэффективности разработки	4,35	4,8	3,9

Продолжение таблицы 6.13 – Сравнительная эффективность разработки

3	Интегральный показатель эффективности	4,47	4,8	3,91
4	Сравнительная эффективность вариантов исполнения	1,14	1,23	1

Вывод по главе

В ходе выполнения данной работы были рассмотрены следующие вопросы:

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

- определение бюджета НТИ. При использовании УПН исполнения *Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсоснабжение* потребуется 109120 руб. – это наименьший показатель среди трех рассмотренных вариантов;

- определение ресурсной (ресурсоберегающей), финансовой эффективности исследования. У аналога 1 исполнения наилучшие показатели.

Разница среди затрат на бюджет НТИ трех исполнения большая. Наименьшая сумма – 109120 руб., а наибольшая – 112078,76 руб. Учитывая показатели ресурсной (ресурсоберегающей), финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности, целесообразно для проведения исследования будет выбрать аналог 1 исполнения.

6. Социальная ответственность

6.1 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности при разработке проектного решения/при эксплуатации

Рабочее место, его оборудование и оснащение, применяемые в соответствии с характером работы, должны обеспечивать безопасность, охрану здоровья и работоспособность персонала.

В организации должно быть организовано проведение проверок, контроля и оценки состояния охраны и условий безопасности труда, включающих следующие уровни и формы проведения контроля [48 55]:

- постоянный контроль работниками исправности оборудования, приспособлений, инструмента, проверка наличия и целостности ограждений, защитного заземления и других средств защиты до начала работ и в процессе работы на рабочих местах согласно инструкциям по охране труда;
- периодический оперативный контроль, проводимый руководителями работ и подразделений предприятия согласно их должностным обязанностям;
- выборочный контроль состояния условий и охраны труда в подразделениях предприятия, проводимый службой охраны труда согласно утвержденным планам.

При обнаружении нарушений норм и правил охраны труда работники должны принять меры к их устранению собственными силами, а в случае невозможности этого прекратить работы и информировать должностное лицо.

					<i>Организация работ по защите от коррозии внешней поверхности морского нефтепровода</i>			
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>				
<i>Разраб.</i>		<i>Беляев Н В</i>			<i>Социальная ответственность</i>	<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Руковод.</i>		<i>Никульчиков А.В.</i>					69	
<i>Рук. ООП</i>		<i>Брусник О.В.</i>				Отделение нефтегазового дела		
						Группа 2Б8Б		

В случае возникновения угрозы безопасности и здоровью работников ответственные лица обязаны прекратить работы и принять меры по устранению опасности, а при необходимости обеспечить эвакуацию людей в безопасное место.

Согласно статье 293 Трудового кодекса РФ [55 56] сезонными признаются работы, которые в силу климатических и иных природных условий выполняются в течение определенного периода (сезона), не превышающего, как правило, шести месяцев. Следовательно, работы по прокладке подводного нефтепровода с трубоукладочного судна и его испытанию после укладки относятся к сезонным работам.

Согласно статье 295 Трудового кодекса РФ [55 56] работникам, занятым на сезонных работах, предоставляются оплачиваемые отпуска из расчета два рабочих дня за каждый месяц работы.

Работодатели нефтяной, газовой отраслей промышленности и строительства объектов нефтегазового комплекса в соответствии с законодательством РФ, коллективными договорами, локальными нормативными актами обеспечивают [56 57]:

– Единовременную денежную выплату для возмещения вреда, причиненного работникам в результате несчастных случаев на производстве или профессиональных заболеваний, в размере не менее:

- при смертельном исходе - 350 величин прожиточного минимума трудоспособного населения в целом по РФ (региональных прожиточных минимумов трудоспособного населения, если в соответствующем регионе применяются районные коэффициенты);

- при установлении 1 группы инвалидности - 200 величин прожиточного минимума трудоспособного населения в целом по РФ (региональных прожиточных минимумов трудоспособного населения, если в соответствующем регионе применяются районные коэффициенты);

- при установлении 2 группы инвалидности - 100 величин прожиточного минимума трудоспособного населения в целом по РФ;

					Социальная ответственность	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		70

- при установлении 3 группы инвалидности - 50 величин прожиточного минимума трудоспособного населения в целом по РФ;
- при временной утрате трудоспособности более 4-х месяцев подряд - 20 величин прожиточного минимума трудоспособного населения в целом по РФ;
- при получении профессионального заболевания, не повлекшего установления инвалидности - 30 величин прожиточного минимума в целом по РФ.

– Размер единовременной денежной выплаты для возмещения вреда, причиненного работникам в результате несчастного случая на производстве или профессионального заболевания, учитывает выплаты по соответствующим системам добровольного страхования, применяемым в Организации.

- Выплату единовременного пособия при увольнении работника в связи с выходом на пенсию;
- Содействие работникам в улучшении жилищных условий при наличии финансовых возможностей Организации в соответствии с порядком, установленным в Организации;
- Осуществление добровольного страхования работников (пенсионного, медицинского) с учетом финансово-экономического положения Организаций.

6.2 Производственная безопасность

Рассмотрим основные элементы производственного процесса, формирующие опасные и вредные факторы при прокладке подводного нефтепровода с трубоукладочного судна и его испытании после укладки в таблице 6.1.

					<i>Социальная ответственность</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		71

Таблица 6.1 – Основные элементы производственного процесса

Наименование видов работ	Факторы (ГОСТ 12.0.003-2015 [27])		Нормативные документы
	Вредные	Опасные	
1	2	3	4
	Физические		
Работы при прокладке морского подводного нефтепровода с трубопроводом судна и при испытании нефтепровода после укладки		Действие силы тяжести в тех случаях, когда оно может вызвать падение работающего с высоты	ГОСТ 12.0.003-2015
		Поражение электрическим током, вызываемым разницей электрических потенциалов	ГОСТ 12.1.019-2017
		Обеспечение безопасности при работах оборудования и трубопроводов, работающих под давлением	ГОСТ 12.2.003–91 ССБТ СНиП 12-04-2002
		Пожароопасность на судне	РД 31.52.18-87 СНиП 21-01-02-85
	Отклонение показателей микроклимата на открытом воздухе, рабочей зоны		СанПиН 2.2.4.548-96 СНиП 2.04.05- 86
	Повышение уровня шума		ГОСТ 12.1.003–2014 ГОСТ 12.1.029-80 ССБТ
	Повышение уровня вибрации		ГОСТ 12.1.012–2004 ССБТ СН 2.2.4/2.1.8.566-96
	Повышение уровней ионизирующих излучений		СП 2.6.1–758–99

Продолжение таблицы 6.1 – Основные элементы производственного процесса

	Недостаток необходимого освещения рабочей зоны		СанПиН 2.2.1/2.1.1.1278-03 СП 52.13330.2011
	Химические		
	Повышенная загазованность рабочей зоны		ГОСТ 12.1.005-88 ССБТ ГН 2.2.5.1313-03

Анализ вредных производственных факторов и обоснование мероприятий по их устранению:

Рассмотрим вредные производственные факторы, которые действуют или могут воздействовать на организм человека при прокладке подводного нефтепровода с трубоукладочного судна и его испытании после укладки, а также нормативные значения этих факторов и мероприятия, направленные на снижение или устранение этих факторов.

Отклонение показателей микроклимата на судне

На здоровье человека существенное влияние оказывают микроклиматические условия производственной среды, которые складываются из температуры окружающего воздуха, его влажности, скорости движения и излучений от нагретых предметов.

Параметры микроклимата в рабочей зоне необходимо поддерживать по СанПиН 2.2.4.548-96 в соответствии категорией работ.

К категории Пб относятся работы с интенсивностью энерготрат 201-250 ккал/ч (233-290 Вт), связанные с ходьбой, перемещением и переноской тяжестей до 10 кг и сопровождающиеся умеренным физическим напряжением (ряд профессий в механизированных литейных, прокатных, кузнечных, термических, сварочных цехах машиностроительных и металлургических предприятий и т.п.). Следовательно, работы по прокладке подводного

нефтепровода с трубоукладочного судна и его испытанию после укладки относятся к категории Пб.

Для категории Пб:

- облучаемая поверхность тела не более 25 %;
- интенсивность теплового облучения не более 100 Вт/м².

Для холодного времени года:

- температура воздуха 17...19 °С;
- температура поверхностей 20...22 °С;
- относительная влажность 40...70 %;
- скорость движения воздуха 0,3 м/с. Для теплого времени

года:

- температура воздуха 18...23 °С; - температура поверхностей 15...28 °С;
- влажность 40...70 %;
- скорость движения воздуха 0,3 м/с.

Для поддержания на судне параметров воздушной среды, требуемых для сохранения груза, работы оборудования, приборов и др., необходимо применять систему вентиляции и технического кондиционирования воздуха.

При этом вентиляция должна обеспечивать:

- температурно-влажностный режим;
- предотвращение и снижение загазованности.

Работники должны быть обучены мерам защиты от обморожения и оказанию доврачебной помощи.

Повышение уровней шума

Допустимый уровень шума составляет 80 дБА. Запрещается даже кратковременное пребывание в зоне с уровнями звукового давления, превышающими 135 дБА.

Основными источниками шума на судне являются главные двигатели, дизель-генераторы и гребные винты, насосы систем

					Социальная ответственность	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		74

водоподготовки и очистки судовых стоков, системы кондиционирования воздуха, гидроприводы рулевых машин, навигационное и радиооборудование.

На судне шум мешает приему и исполнению команд. Приводит к ослаблению сумеречного и ночного зрения, нарушению функций вестибулярного аппарата и способствует преждевременному утомлению человека.

К коллективным средствам и методам защиты от шума относятся:

- совершенствование технологии ремонта и своевременное обслуживание оборудования;
- использование средств звукоизоляции (звукоизолирующие кожухи);
- использование средств звукопоглощения.

Также необходимо использовать рациональные режимы труда и отдыха работников.

Повышение уровней вибрации

В соответствии с СН 2.2.4/2.1.8.566-96 при работе с судном вибрация соответствует 2 - транспортно-технологическую вибрация, воздействующая на человека на рабочих местах машин, перемещающихся по специально подготовленным поверхностям производственных помещений, промышленных площадок.

На судне человек находится под воздействием вибрации, которая возникает от волнения моря, неуравновешенных вращающихся масс, ударов механизмов, краны строительные и т.д. Кроме того, что вибрация нарушает прочность конструкции. Вибрация воздействует на человека в зависимости от направления действия по отношению к продольной оси тела, соприкасающегося с вибрирующей поверхностью, причем воздействие меньше при большей поверхности соприкосновения и при расслабленных мышцах. Длительное воздействие вибрации на судоводителя вызывает утомление, деформации и уменьшения подвижности суставов, расстройство нервной системы и ухудшение зрения.

					<i>Социальная ответственность</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		75

Наиболее опасной для человека является вибрация с частотой 6-9 Гц, лежащая в диапазоне собственных колебаний внутренних органов человека, которая имеет предельно допустимые значения виброускорения $0,63 \text{ м/с}^2$ (116 дБ) и предельно допустимые значения виброскорости $0,013 \text{ м/с}$ (108 дБ). Глобальная проблема, которую должны решать судостроители, заключается в снижении вибрации до минимально безопасного для человека уровня. Наиболее эффективным способом борьбы с вибрацией является:

- установка амортизаторов и демпферов,
- размещение механизмов, работающих с повышенной вибрацией в изолированных помещениях,
- использование индивидуальных средствах защиты от вибрации: виброизолирующие коврики, специальная обувь на вибродемпфирующей подошве.

Повышенные уровни ионизирующих излучений

В зависимости от группы критических органов в качестве основных дозовых пределов регламентирована предельно допустимая доза (ПДД).

В соответствии с СанПиН 2.6.1.2523-09 Нормы радиационной безопасности (НРБ-99/2009) годовая эффективная доза облучения персонала за счет нормальной эксплуатации техногенных источников ионизирующего излучения не должна превышать пределов доз 20 мЗв в год в среднем за любые последовательные 5 лет, но не более 50 мЗв в год. Эффективная доза для персонала не должна превышать за период трудовой деятельности (50 лет) - 1000 мЗв . Под годовой эффективной дозой понимается сумма эффективной дозы внешнего облучения, полученной за календарный год, и ожидаемой эффективной дозы внутреннего облучения, обусловленной поступлением в организм радионуклидов за этот же год.

					Социальная ответственность	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		76

Повышенный уровень ионизирующих излучений вызван коротковолновым электромагнитным излучением (поток фотонов высоких энергий) - рентгеновским излучением при использовании рентгеноскопии после сварки труб на трубоукладочном судне и радиоактивным загрязнением воздуха рабочей зоны работающих.

Основные профилактические мероприятия:

- уменьшение времени пребывания в зоне рентгеновского излучения и радиации;
- увеличение расстояния от источника излучения до работающего;
- установка защитных экранов;
- применение аппаратов с дистанционным управлением и другие.

Работающие с радиоактивными веществами должны быть обеспечены средства индивидуальной защиты от ионизирующих излучений, к которым относятся средства защиты органов дыхания (респираторы и шланговые противогазы), спецодежда (изолирующие костюмы, халаты, шапочки, резиновые перчатки), спецобувь (галоши или резиновые сапоги) и дополнительные защитные приспособления (защитные щитки для защиты лица и глаз и др.).

Недостаток необходимого освещения

К освещению относятся искусственные и естественные источники света.

Освещенность на судне включает в себя:

а) освещенность рабочих мест. Наиболее благоприятные условия создаются при естественном освещении.

б) освещенность в жилых и для отдыха помещениях. Здесь тоже отдается предпочтение естественному освещению. В зависимости от назначения помещения устанавливаются определенные нормы освещенности: от 50 лк в коридорах до 200 лк на рабочих панелях пультов управления [60]

Прокладку подводного нефтепровода с трубоукладочного судна и его испытание после укладки выполняют только в светлое время суток. Грузовая палуба должна быть оборудована стационарным освещением.

					<i>Социальная ответственность</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		77

В производственных помещениях освещенность проходов и участков, где работа не производится, должна составлять не более 25% нормируемой освещенности, создаваемой светильниками общего освещения, но не менее 100 лк.

Искусственное освещение осуществляется в помещениях лампами накаливания и люминесцентными лампами.

Светильники следует располагать таким образом, чтобы обеспечивалась освещенность груза и палуб в соответствии с санитарными нормами и была исключена возможность их повреждения при производстве грузовых работ. Светильники должны быть защищены от механических повреждений.

Повышенная загазованность рабочей зоны

Контроль воздушной среды должен проводиться в зоне дыхания при характерных производственных условиях посредством газоанализатора или рудничной лампы.

Содержание вредных веществ в воздухе рабочей зоны не должно превышать предельно допустимых концентраций (ПДК).

В соответствии с ГН 2.2.5.1313-03 «Предельно допустимые концентрации (ПДК) вредных веществ в воздухе рабочей зоны», ПДК вредных применяемых газов при сварке:

метан по санитарным нормам относится к 4-му классу опасности (малоопасные вредные вещества со значением ПДК в пересчете на углерод) – 300 мг/м³

углерода оксида относится к 4-му классу опасности – 20 мг/м³. При длительности работы в атмосфере, содержащей оксид углерода, не более 1 ч, предельно допустимая концентрация оксида углерода может быть повышена до 50 мг/м³, при длительности работы не более 30 мин - до 100 мг/м³, при длительности работы не более 15 мин - 200 мг/м³. Повторные работы при условиях повышенного содержания оксида

					Социальная ответственность	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		78

углерода в воздухе рабочей зоны могут производиться с перерывом не менее чем в 2 ч.

При работе в местах, где концентрация вредных веществ в воздухе может превышать ПДК, работников должны обеспечивать соответствующими противогазами.

Уменьшение неблагоприятного воздействия запыленности и загазованности воздуха достигается за счет регулярной вентиляции рабочей зоны. Газоанализаторы, предназначенные для обнаружения газа в жилых и служебных помещениях, должны иметь световую и звуковую сигнализацию и выдавать сигнал на остановку вентиляторов, закрытие газонепроницаемых заслонок в системе вентиляции и кондиционирования воздуха при наличии концентрации газа выше установленных пределов.

Включение световой и звуковой сигнализации этих газоанализаторов и подача сигнала на остановку вентиляторов и закрытие газонепроницаемых заслонок должны происходить при концентрации газа, соответствующей 30% от предельно допустимой.

Анализ опасных производственных факторов и обоснование мероприятий по их устранению

Рассмотрим опасные производственные факторы, которые действуют или могут воздействовать на организм человека при прокладке подводного нефтепровода с трубоукладочного судна и его испытании после укладки, а также нормативные значения этих факторов и мероприятия, направленные на снижение или устранение этих факторов.

Действие силы тяжести в тех случаях, когда оно может вызвать падение работающего с высоты

На судне должны быть обеспечены безопасные переходы между жилыми и служебными помещениями, рабочими местами.

Во всех местах постоянного и временного пребывания людей, а также на путях сообщения должны быть предусмотрены меры по предотвращению скольжения, падения с высоты и за борт.

					Социальная ответственность	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		79

В соответствии с ГОСТ 12.0.003-2015 «Система стандартов безопасности труда» безопасный доступ на судно должен обеспечиваться с помощью забортных трапов или сходней, под которыми должны быть установлены предохранительные сетки, предотвращающие падение людей в воду или на причал.

При снятии штатных настилов, трапов, поручней, лееров во избежание падения людей необходимо устанавливать временные ограждения.

Если палубный груз уложен у фальшбортов, леерного ограждения палуб судна или у комингсов люка и на такой высоте, что ограждения не могут предотвратить случайное падение людей за борт или в открытый трюм, то в соответствующих местах должно быть установлено дополнительное ограждение или приняты другие меры против падения людей.

Во всех случаях, связанных с непосредственной опасностью падения человека за борт, с высоты или удара по голове обязательно применение страховочных жилетов, страховочных канатов или защитных касок.

Во время производства работ на высоте применяются следующие средства индивидуальной защиты:

- при верхолазных работах: защитные каски; предохранительный пояс со страховочным канатом; рабочий спасательный жилет (если не исключена возможность падения за борт);
- за бортом на беседках и в люльках: защитные каски; предохранительный пояс со страховочным канатом; рабочий спасательный жилет;
- за бортом на рабочих шлюпках и плотках: защитные каски, рабочий спасательный жилет.

На судне у места производства забортных работ должен быть спасательный круг с бросательным концом длиной не менее 28 м.

					<i>Социальная ответственность</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		80

Поражение электрическим током, вызываемым разницей электрических потенциалов

В соответствии с ГОСТ 12.1.019-2017 степень опасного и вредного воздействий на человека электрических и магнитных полей зависит от:

- напряженности электрического и магнитного полей;
- частоты электромагнитного поля;
- продолжительности воздействия электромагнитного поля на организм человека;
- режима воздействия (постоянное, периодическое, импульсное воздействие);
- размеров поверхности тела человека, подверженной воздействию (общее или локальное воздействие);
- индивидуальных особенностей организма человека;
- одновременно воздействующих сопутствующих вредных факторов различной природы.

При производстве работ с электрооборудованием должны использоваться электротехнические средства защиты - основные и дополнительные. К основным электротехническим средствам относятся: изолирующие штанги, указатели напряжения, электроизмерительные клещи и др. К дополнительным средствам относятся: диэлектрические перчатки, диэлектрические коврики, диэлектрические галоши и боты, изолирующие подставки, ограждающие устройства, знаки безопасности, переносные заземления и др. При эксплуатации средства защиты подвергаются периодическим и внеочередным испытаниям.

Защитное заземление или зануление, в соответствии с ГОСТ 12.1.030-81, должно обеспечивать защиту людей от поражения электрическим током при прикосновении к металлическим нетоковедущим частям, которые могут оказаться под напряжением в результате повреждения изоляции.

В соответствии с правилами устройства электроустановок, выполнена защита электрооборудования, электропроводки (в том числе заземления) от

					<i>Социальная ответственность</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		81

механических воздействий, проникновения растворителей. При этом все ограждающие и закрывающие устройства обладают в соответствии с местными условиями достаточной механической прочностью. Устройства, предназначенные для защиты проводов и кабелей от механических повреждений, по возможности должны быть введены в машины, аппараты и приборы.

Оборудование и трубопроводы, работающие под давлением

При несоблюдении правил безопасности при изготовлении, монтаже и эксплуатации оборудования, работающего под высоким давлением, обладает повышенной опасностью.

Причинами разрушения или разгерметизации систем повышенного давления могут быть: внешние механические воздействия, старение систем (снижение механической прочности); нарушение технологического режима; конструкторские ошибки; изменение состояния герметизируемой среды; неисправности в контрольно-измерительных, регулирующих и предохранительных устройствах; ошибки обслуживающего персонала.

С целью предотвращения травмоопасных ситуаций запрещается подтягивать резьбовые соединения на механизмах, сосудах и трубопроводах, находящихся под давлением.

В процессе проведения испытаний оборудования не допускается:

- снимать защитные ограждения;
- открывать люки, ограждения, чистить и смазывать оборудование, прикасаться к его движущимся частям;
- производить проверку и исправление электрических цепей, электрооборудования и приборов автоматики.

Основным требованием к конструкции оборудования, работающего под высоким давлением, является надежность обеспечения безопасности при эксплуатации и возможности осмотра и ремонта. Специальные требования предъявляются к сварным швам. Они

					<i>Социальная ответственность</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		82

должны быть доступны для контроля при изготовлении, монтаже и эксплуатации, располагаться вне опор сосудов. Сварные швы делаются только стыковыми.

Пожароопасность на судне

Основными причинами возникновения пожаров на судах при работе по прокладке подводного нефтепровода и его испытании после укладки являются:

- нарушение правил производства огневых работ (сварка труб);
- нарушение правил пожарной безопасности (курение в неустановленных местах, неаккуратное обращение с электроприборами и огнем);
- повреждения проводки или электрических устройств;
- попадание молнии.

Основными системами пожарной безопасности являются системы предотвращения пожара и противопожарной защиты, включая организационно-технические мероприятия. Противопожарная система должна быть оснащена тревожным сигналом оповещения, представляющим собой непрерывный громкий звонок длительностью 25 – 30 сек, который дублируется посредством громкоговорителей.

Проведение огневых работ следует выполнять с соблюдением требований РД 31.52.18-87 «Правила пожарной безопасности при проведении огневых работ на судах «Минморфлота».

Производственная территория и помещения не должны загрязняться легковоспламеняющимися и горючими жидкостями, а также мусором и отходами производства.

Эвакуация людей в соответствии с планом эвакуации при чрезвычайных ситуациях происходит согласно СНиП 21-01-02-85 через ближайший безопасный, с точки зрения места возникновения пожара.

Пожарная безопасность предусматривает обеспечение безопасности людей и материальных ценностей предприятия на всех стадиях его жизненного цикла.

6.3 Экологическая безопасность

Рассмотрим воздействие вредных факторов на окружающую среду и природоохранные мероприятия [58] при прокладке подводного нефтепровода с трубоукладочного судна и его испытании после укладки в таблице 6.2.

Таблица 6.2 – Вредное воздействие на окружающую среду и природоохранные мероприятия

Природные ресурсы	Вредные воздействия	Природоохранные мероприятия
1	2	3
Морская вода	Загрязнение сточными водами и мусором с судов, возможность разлива нефти	<p>Каждое судно, на котором предусмотрено наличие экипажа, должно быть оборудовано одной из следующих систем:</p> <ul style="list-style-type: none"> установкой для обработки сточных вод одобренного типа, сборными танками для хранения необработанных сточных вод и сборными танками хозяйственно-бытовых вод; сборными танками для хранения всех необработанных сточных вод и сборными танками хозяйственно-бытовых вод. <p>Допускается наличие на судне общего танка для хранения необработанных сточных и хозяйственно-бытовых вод. В этом случае сброс из этой цистерны в морских районах должен осуществляться по правилам сброса сточных вод.</p>

Таблица 6.2 – Вредное воздействие на окружающую среду и природоохранные мероприятия

		<p>Каждое судно должно быть оборудовано (вне зависимости от наличия установки сточных и хозяйственно-бытовых вод либо сборных танков сточных и хозяйственно-бытовых вод) трубопроводом для сдачи сточных и хозяйственно-бытовых вод в приемные сооружения.</p> <p>При сливе воды после гидравлического испытания трубопровода должны соблюдаться требования [58] и СП 36.13330 [59]. При этом сбрасываемые воды должны соответствовать нормам предельно допустимых сбросов загрязняющих веществ.</p> <p>На каждом судне должны быть предусмотрены устройства для сбора и хранения мусора.</p> <p>На любом судне, имеющем источники загрязнения мусором, должны быть предусмотрены специальные средства и меры по предотвращению загрязнения мусором.</p> <p>Устройства для сбора и хранения мусора должны иметь конструкцию, обеспечивающую их легкую разгрузку и очистку.</p> <p>Устройства для сбора и хранения мусора должны размещаться в местах, удобных для сдачи мусора в приемные сооружения, транспортировки его к местам обработки или сжигания. Устройства могут быть установлены на открытой палубе или в вентилируемых помещениях, изолированных от жилых и служебных помещений. Во всех случаях мусор необходимо хранить таким образом, чтобы не возникало угрозы здоровью человека и безопасности.</p>
--	--	---

Таблица 6.2 – Вредное воздействие на окружающую среду и природоохранные мероприятия

<p>Атмосферный воздух</p>	<p>Выбросы пыли и вредных газов из используемых машин и оборудования, при сгорании топлива</p>	<p>Поддержание всего транспортного парка в исправном состоянии, осуществление постоянного контроля на соответствие требованиям нормативов уровня выбросов в атмосферу оксидов азота и окиси углерода и регулировка двигателей.</p> <p>ПДК оксида углерода– 20 мг/м³</p> <p>ПДК оксидов азота – 0,06 мг/м³</p>
<p>Жизнедеятельность морских механизмов</p>	<p>Нарушение среды обитания и возможность отравления растительных и животных морских миров при сбросе сточных вод и разливе топлива и нефти</p>	<p>Запрещается сброс следующих веществ, таких как сырая и топливная нефть, тяжелое дизельное топливо и смазочные масла, гидравлические жидкости, а также смеси, содержащие любые из этих веществ, погруженные на суда с целью сброса.</p> <p>ПДК нефти в водных объектах составляет 0,05 мг/дм³.</p> <p>Минимизировать количество разливов топлива и нефти в морской среде. Если разлив произойдет, необходимо быстро и эффективно проведение локализации и ликвидации разлива для снижения экологического ущерба.</p>

С целью минимизации и предупреждения вредного антропогенного воздействия должно быть выполнено следующее: проведены инструктажи обслуживающего персонала по вопросам соблюдения норм и правил экологической и противопожарной безопасности, требований санитарноэпидемиологической службы, ознакомление его с особым режимом деятельности в водоохраных и санитарно – защитных зонах водотоков и водозаборов.

6.4 Безопасность в чрезвычайных ситуациях:

Под чрезвычайной ситуацией (ЧС) понимается обстановка в определенной территории, сложившаяся в результате аварии, опасного природного явления, катастрофы, стихийного или иного бедствия, которые могут повлечь или повлекли за собой человеческие жертвы, ущерб здоровью людей или окружающей среде, значительные материальные потери и нарушения условий жизнедеятельности людей.

Чрезвычайная ситуация на акватории - состояние, при котором в результате возникновения источника чрезвычайной ситуации на акватории нарушаются нормальные условия жизни и деятельности людей и мореплавания, возникает угроза их жизни и здоровью, наносится ущерб имуществу населения, морским объектам, водной флоре и фауне на море или внутреннем водном бассейне.

Источник чрезвычайной ситуации на акватории - опасное природное явление, авария на морском (речном) объекте или опасное техногенное происшествие на водном пространстве или на побережье, широко распространенная инфекционная болезнь людей, водной флоры и фауны, а также применение современных средств поражения, в результате чего возникла или может возникнуть чрезвычайная ситуация на акватории.

Авария морского объекта - опасное техногенное происшествие на морском объекте, представляющее угрозу жизни и здоровью людей, приводящее к повреждению корпуса морского объекта или его оборудования, к потере мореходности либо к повреждению морским объектом берегового сооружения и загрязнению окружающей природной среды, для ликвидации или локализации которого требуется помощь поисково-спасательных и других специальных сил и средств.

Возможные чрезвычайные ситуации, способы предотвращения и борьбы с ними сведены в таблицу 6.3.

Таблица 6.3 – Анализ возможных чрезвычайных ситуаций

Наименование возможной ЧС	Причины возникновения ЧС	Возможные последствия ЧС	Способы предотвращения	Меры по локализации
Столкновение судов	Сбой навигационной системы	Повреждение корпуса судна, пожар	Следовать с безопасной скоростью	Устранение аварии
Короткое замыкание и возгорание кабелей	Мех. Повреждения, попадание воды, износ проводки, чрезмерное нагружение электросети	Пожар на судне	Эксплуатация электроустановок и кабелей генератора согласно утвержденным правилам	Использование пожарной сигнализации и средств пожаротушения, отключение от сети
Короткое замыкание, скачок напряжения	Попадание молнии	Выход из строя оборудования, пожар	Профилактические работы согласно графику	Аварийный останов оборудования
Повреждения, разгерметизация нефтепровода и оборудования	Дефект сварки труб, недостаточная мощность натяжных устройств, воздействие штормов, ураганов землетрясения, цунами	Поломка оборудования, потеря устойчивости нефтепровода, обрыв плети нефтепровода, повреждение линий связи	Проверка качества нефтепровода и оборудования перед прокладкой, прогноз погоды, оповещение персонала	Остановка процесса прокладки, устранение повреждений

Вывод по главе

Для предотвращения возникновения аварийных ситуаций необходимо:

- строгое соблюдение технологического процесса;
- строгое соблюдение правил техники безопасности, инструкций, нормативов по пожарной охране и промышленной санитарии;
- своевременное проведение профилактических мероприятий и поддержание надёжной работы оборудования;
- контролировать правильность действий персонала, проверять уровень знаний и повышать квалификацию персонала.

Для защиты жизни и здоровья населения в ЧС следует применять следующие основные мероприятия:

- эвакуацию людей из зон ЧС;
- использование средств индивидуальной защиты органов дыхания и кожных покровов;
- проведение мероприятий медицинской защиты;
- проведение аварийно-спасательных и других неотложных работ в зонах ЧС.

Кроме того, для снижения последствий той или иной аварии должно быть организовано систематическое обучение работников действиям во время чрезвычайных ситуаций.

					<i>Социальная ответственность</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		89

Заключение

В результате проведенной работы достигнуты следующие результаты:

- рассмотрены факторы, влияющие на коррозионно-электрохимические характеристики малоуглеродистой стали для подводных трубопроводов в различных морских условиях;
- рассмотрены способы защиты трубопровода от коррозии;
- проведен расчет толщины стенки трубы и расчет на устойчивость под действием гидростатического давления;

проведен сравнительный анализ коррозионной стали с защитным покрытием и без него.

					<i>Организация работ по защите от коррозии внешней поверхности морского нефтепровода</i>			
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>				
<i>Разраб.</i>		<i>Беляев Н В</i>			<i>Заключение</i>	<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Руковод.</i>		<i>Никульчиков А.В.</i>					90	
<i>Рук. ООП</i>		<i>Брусник О.В.</i>				Отделение нефтегазового дела		
						Группа 2Б8Б		

Список литературы

1. Эдер Л.В. Прогнозирование добычи и использования ресурсов углеводородов в России с учетом развития мировых энергетических рынков: Диссертация на соискание ученой степени доктора экономических наук:

08.00.05. - Новосибирск, 2014. - 319 с.

2. Бородавкин П.П. Морские нефтегазовые сооружения. Конструирование. Часть 1. - М.: ООО Недра-Бизнесцентр, 2006. - 555 с.

3. Тетельмин В.В. Основы нефтегазовой инженерии / В.В. Тетельмин, В.А. Язев. - М.: Сайн-Пресс, 2008. - 342 с.

4. К.Л. Шамшетдинов, С.А. Швец. Защита от коррозии объектов обустройства газовых месторождений континентальных шельфов РФ // Коррозия

«Территории «НЕФТЕГАЗ». – 2010. - №3(17) - С. 26–30.

5. Сотберг Т. Выбор стратегии противокоррозионной защиты морских объектов с применением средств моделирования и мониторинга / Т. Сотберг, Г.А. Бауге, С. Виген, Д.Н. Запевалов // Коррозия «Территории «НЕФТЕГАЗ». – 2009. –

№ 3 (14) – С. 46–49.

6. Пат. RU 2625696 С1, С23F 13/22 (2006.01). Комплекс дистанционного коррозионного мониторинга подводных трубопроводов / Д.Н.Запевалов, Н.Н. Глазов, М.Ф.Хакамов, И.Ю.Копьев, Д.С.Сирота, А.М.Пушкарев, С.Н.Ашарин (Россия). - № 2016118248; Заявлено 11.05.2016; Опубл. 18.07.2017, Бюл. №20.

					<i>Организация работ по защите от коррозии внешней поверхности морского нефтепровода</i>		
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>			
<i>Разраб.</i>		<i>Беляев Н В</i>			<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Руковод.</i>		<i>Никольчиков А.В.</i>				91	
<i>Рук. ООП</i>		<i>Брусник О.В.</i>			Отделение нефтегазового дела		
					Группа 2Б8Б		
<i>Список литературы</i>							

7. Андреев И.Н. Введение в коррозиологию. – Казань: Издательство Казанского государственного технологического университета, 2004. – 140 с.

8. М. А. Михайлова Основные составляющие обеспечения длительной защиты от коррозии прибрежных (offshore) сооружений // Коррозия «Территории» «НЕФТЕГАЗ». – 2010. - №2(16) - С. 34-37.

9. Томашов Н.Д. Теория коррозии и защиты металлов. – М.: Издательство академии наук СССР, 1959. – 592 с.

10. Улиг Г.Г., Коррозия и борьба с ней / Г.Г. Улиг, Р.У. Ревин. - Ленинград: Химия, 1989. - 456 с

11. Бэкман В. Катодная защита от коррозии: Справочник / В. Бэкман, В.Швенк. - М.: Металлургия, 1984. – 496 с.

12. Кузнецов М.В. Противокоррозионная защита трубопроводов и резервуаров: Учебник для вузов / М.В. Кузнецов, В.Ф. Новоселов, П.И. Тугунов, В.Ф. Котов. - М.: Недра, 1992. - 238 с.

13. Сухотин А.М. Коррозионная стойкость оборудования химических производств. Коррозия под действием теплоносителей, хладагентов и рабочих тел: Справочник / А.М. Сухотин, А.Ф. Богачев, В.Г. Пальмский. – Ленинград.: Химия, 1988 – 360 с.

14. Hack H.P. designing cathodic protection systems for marine structures and vehicles / Harvey P. Hack. - West Conshohocken.: editor ASTM Stock Number: STP1370 ASTM 100 Barr Harbor Drive, PA 19428-2959 Printed in the U.S.A., American Society for Testing and Materials, 1999. – 111 p.

15. Effect of temperature on the marine immersion corrosion of carbon steels / R.E. Melchers // CORROSION. - 2002. - No. 9 (58). - P. 768-782.

16. Скорчелетти В.В. Теоретические основы коррозии металлов. – Ленинград: Химия, 1973. - 246 с.

					Список литературы	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		92

17. Шумахер М. Морская коррозия: справочник / М. Шумахер – М.: Металлургия, 1983. – 512 с.
18. Герасименко А.А. Защита от коррозии, старения и биоповреждений машин, оборудования и сооружений. Том 1: Справочник // А.А. Герасименко и др.,
– М.: Машиностроение, 1987 - 688 с.
19. Коррозия морских гидротехнических сооружений / Маркович Р.А., Колгушкин А.В. // Коррозия «Территории «НЕФТЕГАЗ». – 2009. №2(13).- С. 56-59.
20. ISO 15589-2:2012 Petroleum, petrochemical and natural gas industries - Cathodic protection of pipeline transportation systems - Part 2: Offshore pipelines - Second Edition. – 2012. - 59 p.
21. Influence of water velocity on marine immersion corrosion of mild steel
/ Melchers R.E., Jeffrey R. / Corrosion, - 2004. - No. 1(60). - P. 84-94.
22. Мальцева Г.Н. Коррозия и защита оборудования от коррозии: Учебное пособие / Г.Н. Мальцева. - Пенза: Изд-во Пенз.гос. ун-та, 2000. - 211 с.
23. Corrosion rate trajectories of concreted iron and steel shipwrecks and structures in seawater—The weins number // Johnson D.L., Medlin D.J., Murphy L.E., Carr J.D., Conlin D.L. / Corrosion, - 2011. - No. 12(67). - P. 125005-1-125005-9.
24. Давыдов Л.К. Общая гидрология / Л.К. Давыдов А.А. Дмитриева, Н.Г. Конкина. – Ленинград: Гидрометеиздат, 1973. - 463 с.
25. В.В. Шулейкин В.В. Физика моря. – М.: Наука, 1968. - 1083 с.
26. Фархадов А. А. Электрохимический метод борьбы с накипью (в циркуляционных системах охлаждения) / А. А. Фархадов, С. А. Рагимова. - Баку: Азерб. гос. изд-во, 1964. - 102 с

					<i>Список литературы</i>	<i>Лист</i>
						93
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		

27. Противокоррозионная защита объектов высокоширотных морских месторождений / С.С. Толстов, К.Л. Шамшетдинов, С.А. Швец // Коррозия

«Территории «НЕФТЕГАЗ». – 2012. - №3(23). - С. 8-11.

28. Исследование причин интенсивного коррозионного износа наружной обшивки корпусов ледоколов / К.К.Ованесьян // Технология судостроения. – 1990.

- №3. - С. 15-18.

29. Конструкционные материалы для освоения Арктического шельфа

/ И.В. Горынин // Вестник Российской академии наук. – 1999. - №1. - С. 8-15.

30. Долговременная электрохимическая защита от коррозионно-эрозионных разрушений недокуемых морских сооружений для нефтегазодобычи на шельфе арктических морей / А.С. Орыщенко, Ю.Л. Кузьмин, В.Н. Трощенко, Т.Е. Медяник, А.В. Подшивалов, О.А. Ставицкий // Практика противокоррозионной защиты. – 2013. - №2 (68). – С. 30-42
Evaluation of the performance of bi-metallic anodes on a deep water production platform / Kevin J. Kennelley, Mateer W. Mark // The NACE Annual Conference. - 1993. - P. 523-526.

31. Воробьева Г.Я. Коррозионная стойкость материалов в агрессивных средах химических производств. М.: Химия, 1975. - 816 с.

32. Малахов А.И. Основы металловедения и теории коррозии

/ А.И.Малахов, А.П.Жуков. - М.: Высш. школа, 1978. – 192 с.

33. Саакин Л.С. Защита нефтегазопромыслового оборудования от коррозии / Саакин Л.С., Ефремов А.П. - М.: Недра, 1982. - 227 с.

34. Mathematical modeling of the effect of water velocity on the marine immersion corrosion of mild steel coupons / Melchers R.E. // Corrosion. - 2004. - № 5 (60). - P. 471-478

					Список литературы	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		94

35. The role of surface structure and flow rate on the polarization of cathodically protected steel in sea water / Nisancioglu K., Gartland P. O., Dahl Turid Sander Elisabeth

// The NACE Annual Conference. – 1986. - 296 p.

36. ВСН 39-84. Катодная защита от коррозии оборудования и металлических конструкций гидротехнических сооружений. - Ленинград.: Министерство энергетики и электрификации СССР, 1985 – 39 с.

37. Цивин М.Н. Гидрометрия: теория и практика измерения скорости течения воды в открытых каналах / М.Н. Цивин, П.И. Абраменко. – Киев: ИГиМ, 2003. – 109 с.

38. Гончаров В.Н. Динамика русловых потоков. – Ленинград: Гидрометеиздат, 1962. – 366 с.

39. Жук Н.П. Курс теории коррозии и защиты металлов. – М.: Metallurgy, 1976. - 472 с.

40. Erosion-Corrosion of Copper-Nickel Alloys in Seawater and Other Aqueous Environments - A Literature Review / Syrett B.C. // Corrosion. - 1976. - №6 (32). - P. 242-252.

41. Chemo-Mechanical Effects of Flow on Corrosion / Heitz E. // Corrosion. - 1991. - No 2(47). - P. 135-145.

42. Матсон Э. Электрохимическая коррозия. - М.: Metallurgy, 1991. – 158 с.

43. Metals Handbook, 9th ed., Vol. 1, p. 758, 1978. Reprinted by permission of

ASM International, Materials Park, OH 44073-0002

44. Методическое пособие по спецкурсу: теория коррозии и защиты металлов. - Ростов-на Дону: Ростовский государственный университет, 2004.- 67 с.

					<i>Список литературы</i>	<i>Лист</i>
						95
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		

45. Трещиностойкость сталей класса прочности Х70 / К.Д. Басиев, Л.Н. Величко, А.А. Бигулаев, Г.И. Хабалов // Коррозия: материалы, защита. – 2014. -

№ 12. – С. 12-17.

46. International Experiences with Cathodic Protection of Offshore Pipelines and Flowlines: TWI Report 17562/1/07 / For: Petroleum Safety Authority Norway; Dr.Chi-Ming Lee, Robin Jacob, Peter Morgan, Roger Weatherhead. – Stavanger (Norway), 2007. – 47 p.

47. Петров Л.Н. Коррозионно-механическое разрушение металлов и сплавов / Л.Н. Петров, Н.Г. Сопрунюк. - Киев: Наукова думка, 1991. – 216 с.

48. Микроэлектрохимическая гетерогенность низкоуглеродистой стали с неметаллическими включениями / Г.В. Карпенко, И.Е. Замостяник, Э.М. Гутман // Физико-химическая механика материалов. – 1970. - №1. - С.3-6.

49. Сагалович И.Д. Коррозия металла (в жидких и газообразных средах) / И.Д. Сагалович, Ю.М. Царева, Л.В. Рыбакова. – М: Металлургия, 1964. – 344 с.

50. Коррозионное растрескивание и защита высокопрочных сталей

/ Ф.Ф. Ажогин // Защита металлов. – 1966. - №5. – С. 533-538.

51. Тиен Дж. К. / Достижения науки о коррозии и технология защиты от нее: Коррозионное растрескивание металлов: пер. с англ. / Дж. К. Тиен, Дж. М. Дэвидсон, А. У. Томпсон - М.: Металлургия, 1985. - 487 с.

52. Вернигорова В.Н. Коррозия строительных материалов: Монография

/ В.Н. Вернигорова, Е.В. Королев, А.И. Еремкин, Ю.А. Соколова. – М.: Издательство «Палеотип», 2007. – 176 с.

					<i>Список литературы</i>	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		96

53. Фархадов А.А. Катодная защита от коррозии стальных сооружений в морской воде. - М.: Гостоптехиздат, 1962. - 250 с.

54. О принятии строительных норм и правил Российской Федерации Безопасность труда в строительстве. Часть I. Общие требования.

55. Трудовой кодекс РФ.

56. Отраслевое соглашение по организациям нефтяной, газовой отраслей промышленности и строительства объектов нефтегазового комплекса Российской Федерации на 2014-2016 годы.

57. ГОСТ 17.1.3.13-86. Охрана природы. Гидросфера. Общие требования к охране поверхностных вод от загрязнений.

58. СП 36.13330.2012. Магистральные трубопроводы.

59. ГОСТ 12.0.003-2015 «Система стандартов безопасности труда»

					<i>Список литературы</i>	<i>Лист</i>
						97
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		