

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

Инженерная школа природных ресурсов (ИШПР)
 Направление подготовки (специальность) 21.04.01 «Нефтегазовое дело»
 ООП/ОПОП Надежность и безопасность объектов транспорта и хранения углеводородов
 Отделение школы (НОЦ) Отделение нефтегазового дела

ВЫПУСКНАЯ КВАЛИФИКАЦИОННАЯ РАБОТА МАГИСТРАНТА

Тема работы «Повышение надежности промысловых трубопроводов месторождений северной части Томской области»

УДК 622.692.4.07

Обучающийся

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ12	Тудегешев Виталий Ренатович		

Руководитель ВКР

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ОНД	Антропова Н.А.	к.г.-м.н., доцент		

КОНСУЛЬТАНТЫ ПО РАЗДЕЛАМ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Профессор ОНД	Шарф И.В.	д.э.н., доцент		

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ООД	Сечин А.А.	к.т.н., доцент		

Консультант-лингвист

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ОИЯ	Айкина Т.Ю.	к.ф.н., доцент		

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

Руководитель ООП	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Профессор ОНД	Шадрина А.В.	д.т.н., профессор		

Томск – 2023 г.

ПЛАНИРУЕМЫЕ РЕЗУЛЬТАТЫ ОСВОЕНИЯ ООП

Код компетенции	Наименование компетенции
Универсальные компетенции	
УК(У)-1	Способен осуществлять критический анализ проблемных ситуаций на основе системного подхода, выработать стратегию действий
УК(У)-2	Способен управлять проектом на всех этапах его жизненного цикла
УК(У)-3	Способен организовывать и руководить работой команды, выработывая командную стратегию для достижения поставленной цели
УК(У)-4	Способен применять современные коммуникативные технологии, в том числе на иностранном(ых) языке(ах), для академического и профессионального взаимодействия
УК(У)-5	Способен анализировать и учитывать разнообразие культур в процессе межкультурного взаимодействия
УК(У)-6	Способен определять и реализовывать приоритеты собственной деятельности и способы ее совершенствования на основе самооценки
Общепрофессиональные компетенции	
ОПК(У)-1	Способен решать производственные и (или) исследовательские задачи на основе фундаментальных знаний в нефтегазовой области
ОПК(У)-2	Способен осуществлять проектирование объектов нефтегазового производства
ОПК(У)-3	Способен разрабатывать научно-техническую, проектную и служебную документацию, оформлять научно-технические отчеты, обзоры, публикации, рецензии
ОПК(У)-4	Способен находить и перерабатывать информацию, требуемую для принятия решений в научных исследованиях и в практической технической деятельности
ОПК(У)-5	Способен оценивать результаты научно-технических разработок, научных исследований и обосновывать собственный выбор, систематизируя и обобщая достижения в нефтегазовой отрасли и смежных областях
ОПК(У)-6	Способен участвовать в реализации основных и дополнительных профессиональных образовательных программ, используя специальные научные и профессиональные знания
Профессиональные компетенции	
ПК(У)-1	Способность разрабатывать методическое обеспечение для первичной и периодической подготовки и аттестации специалистов в области трубопроводного транспорта углеводородов
ПК(У)-2	Способность анализировать и обобщать данные о работе технологического оборудования, осуществлять контроль, техническое сопровождение и управление технологическими процессами в трубопроводном транспорте нефти и газа
ПК(У)-3	Способность оценивать экономическую эффективность инновационных решений в области трубопроводного транспорта углеводородов
ПК(У)-4	Способность обеспечивать безопасную и эффективную эксплуатацию и работу технологического оборудования нефтегазовой отрасли
ПК(У)-5	Способность участвовать в управлении технологическими комплексами, принимать решения в условиях неопределенности

ПК(У)-6	Способность применять полученные знания для разработки и реализации проектов, различных процессов производственной деятельности на основе методики проектирования в нефтегазовой отрасли, а также инструктивно-нормативных документов
ПК(У)-7	Способность применять современные программные комплексы для проектирования технических устройств, аппаратов и механизмов, технологических процессов в соответствии с выбранной сферой профессиональной деятельности



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

Инженерная школа природных ресурсов (ИШПР)

Направление подготовки (специальность) 21.04.01 «Нефтегазовое дело»

ООП Надежность и безопасность объектов транспорта и хранения углеводородов Отделение
нефтегазового дела

УТВЕРЖДАЮ:
Руководитель ООП ОНД ИШПР

Шадрина А.В.

(Подпись)

(Дата)

(Ф.И.О.)

ЗАДАНИЕ

на выполнение выпускной квалификационной работы

В форме:

Магистерской диссертации

Обучающийся:

Группа	ФИО
2БМ12	Тудегешев Виталий Ренатович

Тема работы:

«Повышение надежности промышленных трубопроводов месторождения северной части Томской области»	
Утверждена приказом директора (дата, номер)	06.02.2023 г. №37-60/с

Срок сдачи студентом выполненной работы:

1.06.2023

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:

<p>Исходные данные к работе</p> <p>(наименование объекта исследования или проектирования; производительность или нагрузка; режим работы (непрерывный, периодический, циклический и т. д.); вид сырья или материал изделия; требования к продукту, изделию или процессу; особые требования к особенностям функционирования (эксплуатации) объекта или изделия в плане безопасности эксплуатации, влияния на окружающую среду, энергозатратам; экономический анализ и т. д.).</p>	<p>Объект исследования: методы повышения надежности промышленных трубопроводов месторождений северной части Томской области</p> <p>Предмет исследования: является промышленный трубопровод [REDACTED] месторождения от куста №6 до врезки вантузного узла, компании [REDACTED]</p>
--	--

<p>Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов</p> <p><i>(аналитический обзор по литературным источникам с целью выяснения достижений мировой науки техники в рассматриваемой области; постановка задачи исследования, проектирования, конструирования; содержание процедуры исследования, проектирования, конструирования; обсуждение результатов выполненной работы; наименование дополнительных разделов, подлежащих разработке; заключение по работе).</i></p>	<ol style="list-style-type: none"> 1. Проанализировать причины отказов промышленных трубопроводов; 2. Рассмотреть существующие методы повышения надежности трубопроводов и выбрать оптимальный 3. Произвести технологические расчеты на прочность, устойчивость и долговечность; 4. Провести гидравлический расчет 5. Произвести оценку целесообразности использования марки стали «Северкор» в качестве строительного материала для промышленного трубопровода <p>Дополнительные разделы:</p> <ul style="list-style-type: none"> • «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»; • «Социальная ответственность».
<p>Перечень графического материала <i>(с точным указанием обязательных чертежей)</i></p>	<p>Рисунки, таблицы и графики.</p>
<p>Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы <i>(с указанием разделов)</i></p>	
<p>Раздел</p>	<p>Консультант</p>
<p>Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение</p>	<p>Профессор, д.э.н., Шарф Ирина Валерьевна</p>
<p>Социальная ответственность</p>	<p>Доцент, к.т.н., Сечин Андрей Александрович</p>
<p>Organizational and technical support for oil vapor recovery at production, transportation and storage facilities</p>	<p>Доцент, к.ф.н., Айкина Татьяна Юрьевна</p>
<p>Названия разделов, которые должны быть написаны на русском и иностранном языках:</p>	
<p>Введение</p>	
<p>Литературный обзор</p>	
<p>Объект исследования</p>	
<p>Способы повышения надежности трубопроводов</p>	
<p>Расчеты и аналитика</p>	
<p>Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение</p>	
<p>Социальная ответственность</p>	
<p>Заключение</p>	
<p>Methods to improve field pipeline reliability</p>	

<p>Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику</p>	<p>06.02.2023</p>
--	-------------------

Задание выдал руководитель:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ОНД	Антропова Наталья Алексеевна	к.г.-м.н., доцент		

Задание принял к исполнению обучающийся:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ12	Тудегешев Виталий Ренатович		

Школа Инженерная школа природных ресурсов
 Направление подготовки 21.04.01 «Нефтегазовое дело»
 ООП Надежность и безопасность объектов транспорта и хранения углеводородов
 Уровень образования _____
 Отделение школы (НОЦ) Отделение нефтегазового дела
 Период выполнения _____ (весенний семестр 2022/2023 учебного года)

Форма представления работы:

Магистерская диссертация

КАЛЕНДАРНЫЙ РЕЙТИНГ-ПЛАН выполнения выпускной квалификационной работы

Срок сдачи обучающимся выполненной работы:	1.06.2023
--	-----------

Дата контроля	Название раздела (модуля) / вид работы (исследования)	Максимальный балл раздела (модуля)
30.03.2023	<i>Введение</i>	10
6.04.2023	<i>Обзор литературы</i>	20
1.05.2023	<i>Характеристика объекта исследования</i>	10
4.05.2023	<i>Расчеты и аналитика</i>	20
20.05.2023	<i>Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение</i>	10
24.05.2023	<i>Социальная ответственность</i>	10
25.05.2023	<i>Заключение</i>	5
30.05.2023	<i>Раздел на английском языке</i>	15
	<i>Итого</i>	100

СОСТАВИЛ:

Руководитель ВКР

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ОНД	Антропова Н.А.	к.г.-м.н., доцент		

СОГЛАСОВАНО:

Руководитель ООП/ОПОП

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Профессор ОНД	Шадрина А.В.			

Обучающийся

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ12	Тудегешев Виталий Ренатович		

Реферат

Выпускная квалификационная работа содержит 142 с., 32 рисунка, 38 таблицы, 35 источников, 1 приложение.

Ключевые слова: коррозия, промышленный трубопровод, отказ трубопровода, надежность, причины отказов трубопровода, стальной трубопровод, полимерные трубы, защитное покрытие

Объектом исследования являются методы повышения надежности промышленных трубопроводов месторождений северной части Томской области.

Предметом исследования является промышленный трубопровод [REDACTED] от куста №6 до врезки вантузного узла, компании [REDACTED]

Цель работы – Обоснование выбора технологии для повышения надежности промышленного трубопровода одного из месторождений Томской области.

В процессе исследования проводились технический расчёт для определения прочности и надежности промышленного трубопровода. Расчет на долговечность. Финансовый расчёт об экономической эффективности мероприятий повышения надежности промышленных трубопроводов.

В результате исследования была предложены мероприятия, направленные на повышение эксплуатационных свойств рассматриваемого промышленного нефтесборного трубопровода одного из месторождений Томской области.

Область применения: промышленные трубопроводы нефтедобывающих предприятий в системе сбора и подготовки нефти и газа.

Экономическая эффективность/значимость работы: применение новой марки стали «Северкор» повысит эксплуатационные свойства промышленных трубопроводов. Данная сталь имеет высокую устойчивость к коррозии, несмотря на высокую агрессивность транспортируемой среды благодаря чему повышается долговечность труб. Высокая стойкость к коррозии позволит делать трубы с меньшей толщиной стенки, а также не применять ингибиторы коррозии, что сказывается на экономической эффективности мероприятия.

					Повышение надежности промышленных трубопроводов месторождений северной части Томской области			
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дат				
Разраб.	Тудегешев В.Р				Реферат	Лит.	Лист	Листов
Руковод.	Антропова Н.А						8	142
Рук. ООП	Шадрина А.В.					Отделение нефтегазового дела Группа 2БМ12		

Содержание

Введение	11
1 Литературный обзор.....	16
1.1 Факторы, влияющие на надежность промышленных трубопроводов.....	17
1.1.1 Характеристики месторождений и трубопроводов	17
1.2 Материалы для строительства трубопроводов и требования к ним.....	30
1.3 Способы повышения надежности трубопроводов	31
1.4 Применение стали с высокой коррозионной стойкостью марки «Северкор» в промышленных трубопроводах.....	34
1.5 Применение полимерно-армированного материала для промышленных трубопроводов	41
1.6 Применение защитных покрытий на промышленных трубопроводах.....	49
1.6.1 Применение силикатно-эмалевых покрытий.....	52
2 Объект исследования	56
2.1 Характеристика района месторождения	59
3 Расчет промышленного трубопровода из стали «Северкор»	62
3.1 Определение толщины стенки трубопровода.....	63
3.2 Проверка на прочность подземного трубопровода в продольном направлении.....	67
3.3 Проверка общей устойчивости трубопровода в продольном направлении	68
3.4 Гидравлический расчет промышленного трубопровода	70
3.5 Сравнение коррозионной стойкости стали «Северкор» и используемой на месторождении «Сталь20С».....	73
3.5.1 Испытания «Сталь20С» с применением ингибитора коррозии	73
3.5.2 Испытания стали «Северкор» в агрессивной среде.....	80
3.6 Расчет срока службы труб из «Северкор» и «Сталь20С»	81
4 Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение .	85
4.1 Анализ условий, необходимых для расчета.....	85
4.2 Расчет объемов и стоимости грунта, необходимого для засыпки	88
4.3 Расчет необходимой техники и затрат на топливо	89

					Содержание	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		9

4.4 Затраты на оплату труда	96
4.5 Затраты на страховые отчисления.....	96
4.6 Оценка экономической эффективности	97
5 Социальная ответственность	102
5.1 Правовые нормы трудового законодательства	102
5.2 Производственная безопасность	104
5.3 Обоснование мероприятий по защите персонала предприятия от действия опасных и вредных факторов	107
5.4 Расчет количества аварийных выбросов опасных веществ, участвующих в создании поражающих факторов на промышленном трубопроводе	109
5.5 Экологическая безопасность	114
5.6 Безопасность в чрезвычайных ситуациях	115
Заключение	120
Список использованной литературы.....	121
Приложение I.....	126

Введение

Актуальность. В настоящее время нефтегазовая отрасль в России является одной из ведущей промышленностью в стране, в результате чего остро встают вопросы о путях решения проблем, связанных с возникновением аварий на промысловых трубопроводах. Более 80% нефтепроводов России были построены более 20 лет назад, что является значительным сроком эксплуатации, к тому же многие из них проложены подземным способом и не обладают современными антикоррозионными покрытиями.

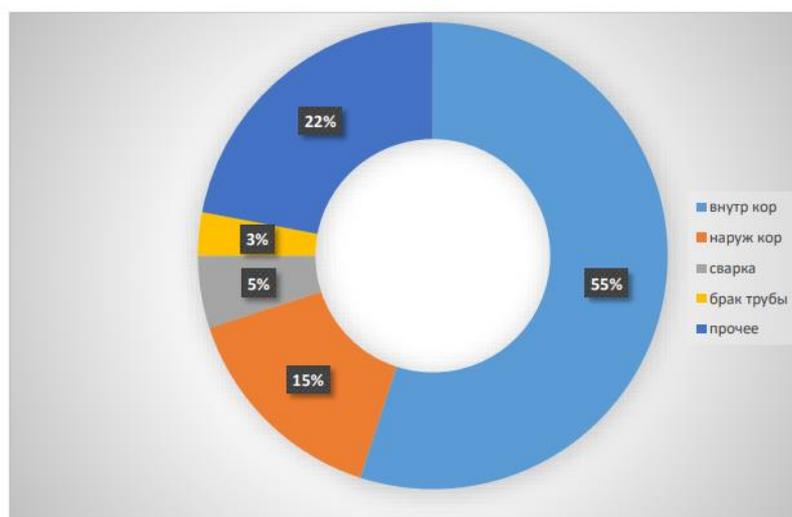


Рисунок 1 - Причины отказов нефтепроводов

Ежегодно насчитывается около 70 тыс. аварий, вызванные в результате негерметичности и, впоследствии, разрыва трубопровода. Информация в виде статистики, говорит нам о том, что в 55% случаев причиной является коррозия металла. В отчетах об устойчивом развитии видно, что нефтяные компании озадачены и признают проблему коррозии и вводят программы повышения надежности трубопроводов, которые могут включать в себя замену труб, разработка и испытания новых технологий по защите трубопровода от коррозии.

					Повышение надежности промысловых трубопроводов месторождений северной части Томской области				
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дат					
Разраб.		Тудегешев В.Р			Введение		Лит.	Лист	Листов
Руковод.		Антропова Н.А.					11	142	
Рук. ООП		Шадрина А.В.					Отделение нефтегазового дела Группа 2БМ12		

Так ПАО «НК «РОССНЕФТЬ» еще с 2015 года реализует программу по повышению надежности трубопроводов и в 2019 году направило более 23 млрд. рублей на эти цели, что привело к уменьшению отказов на 32%. А с 2020 по 2025 в планах у компании снизить отказы трубопроводов еще на 20% по сравнению с 2019 годом.

Цель работы:

Разработка мероприятий для улучшения эксплуатационных характеристик промышленного трубопровода одного из месторождений Томской области.

Для реализации поставленной цели, необходимо выполнить следующие задачи:

1. Проанализировать причины отказов промышленных трубопроводов;
2. Оценить существующие методы повышения надежности трубопроводов и выбрать оптимальный
3. Произвести технологические расчеты промышленного трубопровода из стали "Северкор" на прочность, устойчивость и долговечность;
4. Обосновать целесообразность использования марки стали «Северкор» в качестве строительного материала для промышленного трубопровода.

СП 86.13330.2022 «СНиП III-42-80* Магистральные трубопроводы»

ГОСТ Р 55990-2014. Месторождения нефтяные и газонефтяные.

ПРОМЫСЛОВЫЕ ТРУБОПРОВОДЫ

РД 26-07-263-86 Методические указания. Типовая методика испытаний трубопроводной арматуры на прочность и плотность материала деталей и сварных швов

ГОСТ Р 51164-98. ТРУБОПРОВОДЫ СТАЛЬНЫЕ
МАГИСТРАЛЬНЫЕ. ОБЩИЕ ТРЕБОВАНИЯ К ЗАЩИТЕ ОТ КОРРОЗИИ

					Определения, сокращения, нормативные ссылки	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		14

ГОСТ Р 53201- 2008. ТРУБЫ СТЕКЛОПЛАСТИКОВЫЕ И ФИТИНГИ
ГОСТ 10692–2015 Трубы стальные, чугунные и соединительные детали
к ним. Приемка, маркировка, упаковка, транспортирование и хранение

ГОСТ 12.0.003-74. ССБТ. Опасные и вредные производственные факторы. Классификация.

ГОСТ 12.1.004-91 ССБТ. Пожарная безопасность. Общие требования.
ГОСТ 12.1.005-88. ССБТ. Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны

ГОСТ 12.1.008-76 ССБТ. Биологическая безопасность. Общие требования.

ГОСТ 12.1.010-76 ССБТ. Взрывобезопасность. Общие требования.
ГОСТ 12.1.029-80 ССБТ. Средства и методы защиты от шума. Классификация.

ГОСТ 12.2.032-78 ССБТ. Рабочее место при выполнении работ сидя. Общие эргономические требования.

ГОСТ Р 1.12-2004. Стандартизация в Российской Федерации. Термины и определения.

ГОСТ 12.1.003-2014. ССБТ. Шум. Общие требования безопасности.

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

ГОСТ 12.1.012-2004 ССБТ. Вибрационная болезнь. Общие требования

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

					Определения, сокращения, нормативные ссылки	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		15

1 Литературный обзор

В ходе написания данной работы было использовано множество научно-технической литературы и НТД. Проблема снижения надежности промышленных трубопроводов с последующим их отказов посвящено огромное количество работ, как зарубежных, так и отечественных авторов.

Авторы данной статьи [1] утверждает, что порядка 40% только что построенных трубопроводов из стали не способны эксплуатироваться даже 5 лет, а отказ промышленных трубопроводов происходит и вовсе после 2 лет. Главное же причиной отказов по мнению авторов [2] является коррозия, и на нее приходится до 90% случаев. Авторы считают, что безопасность функционирования как магистральных, так и промышленных трубопроводов в основном зависит от надежности защиты от почвенной коррозии, коррозии под напряжением и химической коррозии, вызываемая транспортируемым продуктом.

В статье [3] также говорится о том, что главная причина отказов промышленных трубопроводов – коррозия. Однако идет уточнение, что наиболее опасным видом разрушения является «ручейковая коррозия», также называемой канавочной коррозией, и за счет нее происходит до 70% отказов промышленного трубопровода.

В наше время рассматриваются всевозможные варианты для уменьшения отказов трубопроводов, поэтому авторы статьи [4] утверждают о перспективах использования полимерных промышленных трубопроводах, говоря о возможности исключить проблему коррозионного разрушения трубопроводов и продлении паспортного срока службы до 50 лет. Однако авторы статьи [5] говорят о сложностях использования данных труб, аргументируя это тем, что на данный момент отсутствует надежное разъемное соединение, большие динамические нагрузки вызывают деформацию тел, а

					Повышение надежности промышленных трубопроводов месторождений северной части Томской области			
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дат				
Разраб.	Тудегешев В.Р				Литературный обзор	Лит.	Лист	Листов
Руковод.	Антропова Н.А.						16	142
Рук. ООП	Шадрина А.В.					Отделение нефтегазового дела Группа 2БМ12		

Тип используемых материалов для трубопроводов играет важную роль в обеспечении надежности и безопасности транспортировки различных газообразных и жидких нефтепродуктов. В зависимости от условий эксплуатации и требований к трубопроводу, выбираются различные материалы.

Для трубопроводов используются металлические и неметаллические материалы. Металлические материалы могут быть различных видов и сплавов, таких как сталь, алюминий, медь и т.д. Они имеют высокую прочность, устойчивость к коррозии и высокую термостойкость. Однако у металлических трубопроводов есть и недостатки, такие как ограниченный срок службы и большие затраты на установку и эксплуатацию. С другой стороны, неметаллические материалы, такие как стеклопластик, полиэтилен, полипропилен, также имеют свои преимущества и недостатки.

Неметаллические трубопроводы обычно имеют более долгий срок службы, износостойкие, легкие и удобны в транспортировке, а также относительно низкую стоимость. Однако они менее прочны по сравнению с металлическими трубами, более чувствительны к воздействию ультрафиолета и высоких температур. В зависимости от типа перекачиваемого продукта и условий эксплуатации трубопровода, могут использоваться различные материалы для надежной и безопасной транспортировки. Кроме того, важным фактором при выборе материала является соблюдение всех норм и стандартов безопасности и минимизации риска аварийных ситуаций. Таким образом, выбор материала для трубопроводов является важным этапом проектирования и эксплуатации. Необходимо учитывать все факторы и требования для обеспечения надежности и безопасности транспортировки, а также минимизации затрат на строительство и эксплуатацию.

Типы флюидов, которые перекачиваются в трубопроводах

Одним из важных факторов, который необходимо рассмотреть при анализе надежности трубопроводов месторождений в северной части Томской области, являются типы флюида, которые транспортируются.

В настоящее время многие месторождения нефти и газа являются множественными, что означает, что в одном месторождении могут добываться различные типы жидкостей и газа.

Часто бывает так, что на месторождениях добывается нефть и газ различных составов, и могут отличаться даже исходя из разных скважин, поэтому важно понимать, какие категории нефти и газа перекачиваются в этих районах.

Одна из главных задач при этом является определение вязкости передаваемого продукта. Большая вязкость может привести к значительному сопротивлению потоку, что значительно увеличивает нагрузку на трубопровод. Кроме того, высокая вязкость может также вызвать увеличение трения между жидкостью и стенками трубы, что может привести к более быстрому износу материалов.

Также необходимо учитывать давление и температуру, при которых эти продукты транспортируются. Как правило, тем больше давление и температура, тем больше нагрузки на трубопровод. Поскольку месторождения могут находиться на значительных глубинах, то при таких условиях давление и температура могут быть очень высокими. При этом необходимо учитывать термофизические свойства нефти и газа, чтобы правильно определить требования к материалам трубопровода. Отдельно следует рассмотреть вопрос о транспортировке смесей, таких как нефть и газ. Для смесей типа «нефть + газ» или «вода + нефть» требуется специальный подход, поскольку такие смеси могут вызывать проблемы в работе трубопроводов в случае, если газ выделяется из смеси, вызывая снижение давления и скорости потока жидкости. Это, в свою очередь, может привести к образованию воздушных прослоек и разрушению стенок трубопровода.

Так как вода, нефть и газ состоят из различных компонентов, которые взаимодействуют между собой, необходимо учитывать коррозионные свойства этих продуктов. Кроме того, некоторые месторождения содержат значительные количества примесей, например сероводорода, который может

вызывать коррозию, вызывать усталость материала трубопроводов и даже привести к их разрушению.

Исходя из этого, определение типов промышленных жидкостей и газа, которые будут транспортироваться в трубопроводах, является критически важным фактором для обеспечения надежной эксплуатации трубопроводов и безопасности персонала. Кроме того, учет всех этих факторов также позволяет определить правильную конфигурацию трубопровода, тип и толщину материала, а также рекомендации по техническому обслуживанию и ремонту трубопроводов.

Режим эксплуатации трубопроводов и их нагрузки

Режим эксплуатации трубопроводов и их нагрузки - это важный аспект, который непосредственно влияет на надежность и долговечность трубопроводов. Режим эксплуатации трубопроводов определяется типом промышленного сырья или других жидкостей и газов, которые перекачиваются в трубопроводах.

Некоторые из них могут представлять большую опасность для трубопроводов, так как они могут быть агрессивными и иметь высокие параметры давления и температуры. Например, нефть, газ и газовые конденсаты, которые используются в промышленности, могут проходить через трубопроводы при повышенном давлении и температуре. Кроме того, режим эксплуатации трубопроводов значительно зависит от типа месторождения и его выбранной стратегии добычи. Например, в некоторых месторождениях сырье может перекачиваться через трубопроводы только в определенные периоды времени.

В других месторождениях трубопроводы могут работать круглый год без перерывов. Все эти особенности режима эксплуатации трубопроводов должны быть учтены при проектировании и эксплуатации трубопроводов. Когда трубопроводы эксплуатируются, они подвергаются различным нагрузкам, которые могут привести к различным повреждениям. Одни и те же

которые обладают высокой устойчивостью к экстремальным температурным условиям. Такие материалы включают в себя сплавы на основе никеля, сталь, а также стеклопластик.

Для повышения надежности эксплуатации трубопроводов в условиях сильных колебаний температуры окружающей среды могут применяться различные методы управления и контроля, такие как системы мониторинга и диагностики состояния трубопроводов, а также автоматические системы контроля и управления, которые могут контролировать параметры трубопроводов и автоматически корректировать их работу в зависимости от изменения условий окружающей среды. Кроме того, особое внимание следует уделять выполнению технического обслуживания и ремонта трубопроводов, особенно в тех случаях, когда эксплуатация трубопровода сопряжена с высокими температурами и другими экстремальными условиями окружающей среды. Только в таком случае можно гарантировать надежность и безопасность эксплуатации трубопроводов в условиях экстремальной окружающей среды и обеспечить долговечность и эффективность их работы.

Количество годовых циклов материалов трубопроводов

Количество годовых циклов материалов трубопроводов является одним из важнейших параметров, влияющих на надежность промышленных трубопроводов.

Годовой цикл – это периодическое колебание температуры и давления в трубопроводе, обусловленное сменой времен года и периодическими изменениями производственных факторов. Число годовых циклов зависит от многих факторов, включая режим эксплуатации, материал трубопровода, диаметр, глубину залегания и температурный режим.

Герметичность трубопровода во многом зависит от количества годовых циклов. Значительное количество циклов приводит к усталости материала трубы, что может привести к различным дефектам и повреждениям, а также ухудшению ее свойств. Например, у трубопроводов из стали при высоких

давлениях и температурах могут возникать деформации и повреждения, такие как трещины, сколовые дефекты и локальные повреждения (рисунок 2).



Рисунок 2 – Дефект трубопровода типа «трещина»

Это может привести к утечкам газа или нефти, что создает угрозу для окружающей среды и безопасности работников. В зависимости от условий эксплуатации, количество годовых циклов может меняться. Например, для трубопроводов на морском дне, количество годовых циклов может быть выше из-за более жестких условий эксплуатации, чем для трубопроводов на суше.

Также влияние могут оказывать толщина стенки трубы, диаметр и материалы, используемые для изготовления трубопровода. При проектировании и эксплуатации трубопроводов следует учитывать количество годовых циклов материалов, чтобы обеспечить их надежность и безопасность. При выборе материалов и технологий строительства трубопровода необходимо учитывать условия эксплуатации и специфику месторождения. Также важно соблюдать правила технического обслуживания трубопровода и регулярно производить его диагностику и контроль.

Средний возраст трубопроводов в эксплуатации.

Один из ключевых факторов, который необходимо учитывать при оценке надежности трубопроводов, это их средний возраст в эксплуатации.

Чем больше возраст трубопровода, тем более вероятна его коррозия, износ, повреждения и аварии. Конечно, потенциальные проблемы, связанные

месторождения и тип грунта, что делает необходимым проведение регулярных мониторингов и диагностику состояния трубопроводов.

Однако, даже несмотря на воздействие всех этих факторов, современные технологии строительства и существующие методы контроля и управления обеспечивают высокую надежность промышленных трубопроводов.

Низкое качество строительства трубопровода и ошибки в проектировании

Низкое качество строительства трубопроводов и ошибки в проектировании являются одними из основных причин повреждений и аварий на трубопроводах. Это связано с тем, что эти процессы являются первоочередными при создании трубопроводной инфраструктуры и определяют ее надежность на период эксплуатации.

Ошибки в проектировании трубопроводов могут привести к неправильной выборке материалов, недостаточному учету особенностей грунтовых условий и климатических факторов, неправильному расчету прочности и гидравлических параметров трубопровода. В результате это может привести к раннему износу труб, образованию трещин и провалов на его поверхности, коррозии материала, что в свою очередь может повлечь за собой серьезные аварии.

Также причиной появления аварий и повреждений на трубопроводах является низкое качество строительства. В частности, некачественное сваривание, монтаж и установка труб, низкое качество прокладки, недостаточный контроль качества строительства и монтажа могут повлечь за собой деформацию, перегрузки трубопровода, а также ранний износ и разрушение соединений между трубами. Поэтому, для успешного решения проблемы безопасности на месторождениях могут быть приняты единственные действенные меры по повышению надежности и улучшению работы трубопроводов.

Наиболее важным является правильная проектная, строительная и эксплуатационная деятельность. В частности, необходима более тщательная

достаточное количество ресурсов на контроль модельного режима трубопровода, обеспечивать систематическую проверку оборудования, обнаружение и устранение дефектов в инженерной инфраструктуре, стремиться к повышению компетенции персонала, занятого в эксплуатации трубопроводов.

1.2 Материалы для строительства трубопроводов и требования к ним

Трубопроводные системы, используемые в промышленности, должны обладать высоким уровнем надежности, износостойкости и долговечности в условиях эксплуатации.

Также материалы для трубопроводов должны соответствовать промышленным и экологическим требованиям. При выборе материалов для трубопроводов необходимо учитывать следующие требования:

1. Высокая коррозионная стойкость и устойчивость к агрессивным средам в условиях эксплуатации.
2. Высокая прочность и износостойкость материалов, обеспечение безопасности при работе с жидкими и газообразными средами при высоких давлениях.
3. Соответствие требованиям пожарной безопасности.
4. Экологическая безопасность.
5. Наличие сертификатов о соответствии материалов требованиям ГОСТов.

Наиболее распространенные материалы для трубопроводов в промышленности – это сталь, полиэтилен, стеклопластик, алюминий, магний, медь, титан. Каждый материал имеет свои преимущества и недостатки.

Стальные трубы - распространенный материал для трубопроводов. Они обладают высокой прочностью и устойчивостью к различным воздействующим факторам, но требуют частого контроля и технического обслуживания, так как они подвержены коррозии.

Полиэтиленовые трубы обладают отличными техническими характеристиками, низким весом, простотой монтажа и низкой стоимостью. Они не подвержены коррозии, не проводят электричество. Но существует вероятность деформации при высоких температурах и давлениях [8].

Стеклопластиковые трубы успешно применяются в химической промышленности, при нефтепереработке, на нефтяных месторождениях. Они обладают высокой коррозионной стойкостью, устойчивостью к ультрафиолету и воде. Не гниют, абсолютно экологичны. Однако существуют ограничения по максимальным давлениям и температурам их использования, а также повышенные требования к качеству монтажных работ [9].

Для каждого месторождения исследуются возможные риски и эксплуатационные условия и выбираются наиболее подходящие материалы для трубопроводов. Важно организовать правильный контроль качества строительства трубопроводов, а также транспортировки и хранения материалов.

Для повышения производительности и эффективности могут быть реализованы новые технологические решения, такие как использование композиционных материалов и робототехники при монтаже трубопроводов. При выборе материалов для трубопроводов нельзя ориентироваться только на цену, так как это может сказаться на надежности системы и безопасности эксплуатации.

Основными факторами, влияющими на срок службы и надежность трубопроводов являются эксплуатационная среда, рабочее давление и температура, а также качество строительства и контроль за ним. При этом анализ затрат на материалы и технологии строительства трубопроводов имеет ключевое значение в определении экономической целесообразности проекта.

1.3 Способы повышения надежности трубопроводов

Основными способами повышения в наше время являются:

Подбор материала промышленного трубопровода

					Литературный обзор	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		31

Применение активной и пассивной защиты от коррозии

Пассивная защита от коррозии

Применение различных антикоррозионных покрытий [11]:

1. Битумно-мастичные покрытия
2. Полимерные ленточные покрытия
3. Комбинированные мастично-ленточные покрытия (покрытия типа "Пластобит").

Активная защита от коррозии

1. Катодная
2. Протекторная
3. Дренажная

Применение ингибиторов коррозии

Требования к ингибиторам коррозии [12]:

- применение ингибитора должно быть экономически эффективным;
- ингибитор не должен разлагаться в условиях работы оборудования, для которого он предназначен;
- введение ингибитора не должно отрицательно сказываться на качестве продуктов переработки нефти, снижать эффективность используемых во вторичных процессах катализаторов;
- ингибитор должен быть нетоксичным

1.4 Применение стали с высокой коррозионной стойкостью марки «Северкор» в промышленных трубопроводах

В 2018-м году российская компания Северсталь с ученым разработала новую марку антикоррозионной стали под названием «Северкор», далее проходили промышленные испытания в течении года.

Производство рулонного проката марки «Северкор»

В рамках указанной технологии были разработаны режимы выплавки, а также температурно-скоростные и деформационные режимы производства рулонного проката 07ХНД категории прочности К52 из низколегированной стали на ШПС 2000 ПАО «Северсталь» с использованием указанной композиции легирования [13].

На сталеплавильном переделе имеется определенное регламентирование порядка и времени ввода в расплав легирующих компонентов.

Для установки "печь-ковш" содержание алюминия в сплаве устанавливается не более 0,04% до обработки и не более 0,03% после обработки. Количество алюминия, вводимого в расплав на установке вакуумирования стали, не превышает 0,045%, а содержание алюминия после вакуумирования не более 0,02%. Ферротитан вводят не менее чем за 15 минут до окончания вакуумирования в количестве, достаточном для получения в металле перед разливкой содержания титана не менее 0,015%. Это позволяет минимизировать содержание КАНВ типа алюмомагниево-шпинели в выплавленном металле и повышает коррозионную стойкость. Для прокатки используются заготовки из стали, содержащей минимальное количество углерода (0,04-0,07%) и марганца (0,4-0,9%) при содержании кремния 0,1-0,4%. Прочностные характеристики и коррозионная стойкость обеспечиваются содержанием хрома в диапазоне 0,2-0,7%, меди 0,3-0,6%, никеля 0,1-0,60% и алюминия не более 0,03%, серы не более 0,003%, фосфора не более 0,015%. Это позволяет обеспечить величину углеродного эквивалента в пределах 0,35, достаточную для получения высокой технологической

										Лист
										34
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата						

материала труб нормативам по химическому составу, механическим свойствам и структурному состоянию. Действительные значения содержания основных легирующих элементов для испытываемых образцов труб приведены на рисунке 4.

Массовая доля элементов, %						
C	Si	Mn	Cu	Ni	Cr	S
0,08	0,25	0,60	0,40	0,19	0,67	0,003

Рисунок 4 - Содержание основных легирующих элементов в образцах труб из стали 07ХНД, использовавшихся для испытаний скорости коррозии

Механические свойства основного металла трубы удовлетворяли требованиям ГОСТ 20295-85 на сварные прямошовные трубы для класса прочности К52 (таблица 1). Следует отметить, что прочностные характеристики основного металла трубы (предел текучести и временное сопротивление) несколько выше, чем у исходного рулонного проката. Соответственно, пластические характеристики (удлинение и ударная вязкость) для трубы, как и следовало ожидать, снижаются относительно рулонного проката [16].

Таблица 1 - Механические свойства образцов труб из стали 07ХНД класса прочности К52, использовавшихся для испытаний коррозионной стойкости в условиях нефтепромыслов

Класс прочности	Временное сопротивление, σ_B , Н/мм ²	Предел текучести, σ_T , Н/мм ²	Относительное удлинение, δ_5 , %	KCV-50, Дж/см ²
Свойства трубы К52 по ГОСТ 20295-85	510	353	20	29,4
Свойства металла рулонного проката	520	445	25	348
Свойства основного металла трубы	560	530	20	314
Свойства в зоне сварного шва на трубе	510	440	22	-

Исследование микроструктуры проводили на шлифах, травленных 4%-ным раствором азотной кислоты в этиловом спирте, с применением металлографического микроскопа МЕИЛ МZ-7200. Проведенные металлографические исследования образцов труб показали, что образцы из

стали 07ХНД характеризуются преимущественно феррито-перлитной структурой с размером зерна, соответствующим 11 баллам.



Рисунок 5 – микроструктура основного материала трубы из стали 07ХНД

Производственные условия на момент проведения опытно-промышленных испытаний

Испытания образцов трубы из стали 07ХНД проводили путем их установки в байпасную линию системы ППД на объекте ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ». Физико-химические характеристики подтоварной воды, транспортируемой через указанные трубопроводы, приведены на рисунках 5 и в таблице 2.

Таблица 2 - Солевой состав подтоварной воды, транспортируемой по водоводу

рН	Плотность, г/см ³	Общая минерализация, г/л	Содержание ионов, мг/г					
			HCO_3^-	SO_4^{2-}	Cl^-	Ca^{2+}	Mg^{2+}	$K^+ + Na^+$
5,87	1,123	211,34	280,6	583,8	127620	7414,8	2551,5	72886
6,2	1,096	210,56	200,8	550,0	125990	11543	2407,0	69871

Большое содержание в воде хлорид-ионов обычно способствует проявлениям локальных форм коррозии (язвы, питтинги), причем, чем больше концентрация хлоридионов, тем выше должна быть скорость локальной коррозии металла [17,18].

Таблица 3 - Содержание растворенного железа и кислых газов в подтоварной воде, транспортируемой по байпасной линии

Дата отбора проб	$Fe_{общ}$, мг/л	Fe^{3+} , мг/л	H_2S , мг/л
16 08 2018	3,447	0,132	20,7
13.09.2019	7,187	0,068	21,1

В соответствии с РД 39-0147103-362 данная подтоварная вода относится к сильноагрессивным сероводородным средам.

Результаты ОПИ

После годичной эксплуатации рассмотренных образцов электросварной трубы диаметром 159 мм и толщиной стенки 8 мм из стали 07ХНД «Северкор» в указанных условиях было проведено исследование их состояния. Внешний вид фрагмента трубы после годичной эксплуатации приведен на рисунке 6.



Рисунок 6 - Внешний вид фрагмента трубы после эксплуатации в байпасе в течение года

После разрезания катушки по оси на две половины было обнаружено, что на внутренней поверхности присутствует трудноудаляемый осадок, сформировавшийся при взаимодействии металла трубы с транспортируемой подтоварной водой. Физико-химическим анализом установлено, что осадок представлен преимущественно смесью органических соединений (асфальтосмолопарафиновые вещества (АСПВ) и остаточная нефть), продуктами коррозии (оксиды и сульфиды железа) и кальцитом (Таблица 4).

Таблица 4 - Химический состав осадка на внутренней поверхности трубы

Вид определения	Вес, г	Состав, %
Общая навеска, г	0,835	100
Органические соединения (АСПО)	0,041	4,91
Водорастворимые соединения	0,129	15,45
Соединения, растворимые в соляной кислоте (оксиды, сульфиды, карбонаты железа и пр.)	0,625	74,85
Соединения нерастворимые в соляной кислоте: механические примеси (пирит, песок и т.д.)	0,040	4,79

После удаления с внутренней поверхности трубы осадка, сформировавшегося в процессе годичной эксплуатации, было установлено, что внутренняя поверхность трубы ровная, сварной шов сохранился на ней практически в исходном состоянии (рисунок 7).



Рисунок 7 – Внутренняя поверхность трубы после эксплуатации в байпасе в течении года

Визуальный контроль очищенной от налета внутренней поверхности трубы показал, что она подверглась общей неравномерной очаговой коррозии с образованием многочисленных мелких поверхностных язв.

Единичных глубоких коррозионных язв, характерных для развития процесса локальной коррозии, на внутренней поверхности трубы не обнаружено.

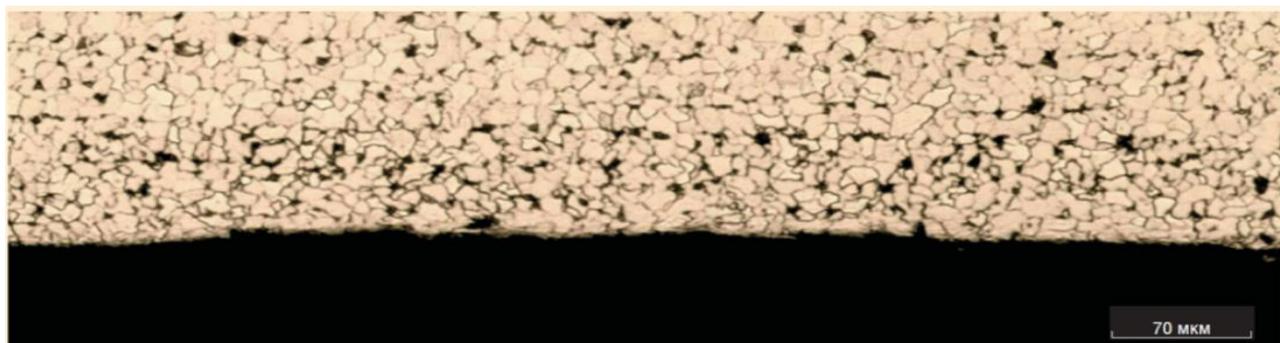


Рисунок 8 - Микроструктура прикромочной зоны внутренней поверхности трубы

Анализ микроструктуры прикромочной зоны внутренней поверхности трубы (рисунок 8) показывает практически полное отсутствие серьезных коррозионных поражений ее поверхности и внедрения коррозионных язв в межзеренную структуру. При этом скорость коррозии материала промышленных труб из стали 07ХНД «Северкор» не превышает 0,008 мм/год,

что соответствует лучшим известным образцам и позволяет рекомендовать данную сталь для более широкого опробования в объеме опытного участка промышленного трубопровода

Благодаря использованию новых легирующих композиций, а также режимов выплавки и прокатки, обеспечивающих необходимый структурно-фазовый состав, были получены промышленные образцы рулонного проката «Северкор» (марка 07ХНД) категории прочности К52 с повышенной коррозионной стойкостью, из которых были изготовлены прямошовные трубы. Единичных глубоких коррозионных язв, характерных для развития локальной коррозии, на внутренней поверхности трубы не обнаружено. При этом по глубине поверхностных язв, сформировавшихся после одного года испытаний, скорость коррозии можно принять, равной 0,008 мм/год. Анализ микроструктуры прикромочной зоны внутренней поверхности трубы показывает практически полное отсутствие серьезных коррозионных поражений ее поверхности и внедрения коррозионных язв в межзеренную структуру.

Также стоит отметить что сталь обладает высокой хладостойкостью, что способствует благоприятному использованию данной модели на промыслах северной части Томской области. Прогнозирование использование стали «Северком» дает положительный эффект, по отношению к другим маркам, повсеместно использующихся на нефтегазовых промыслах России.

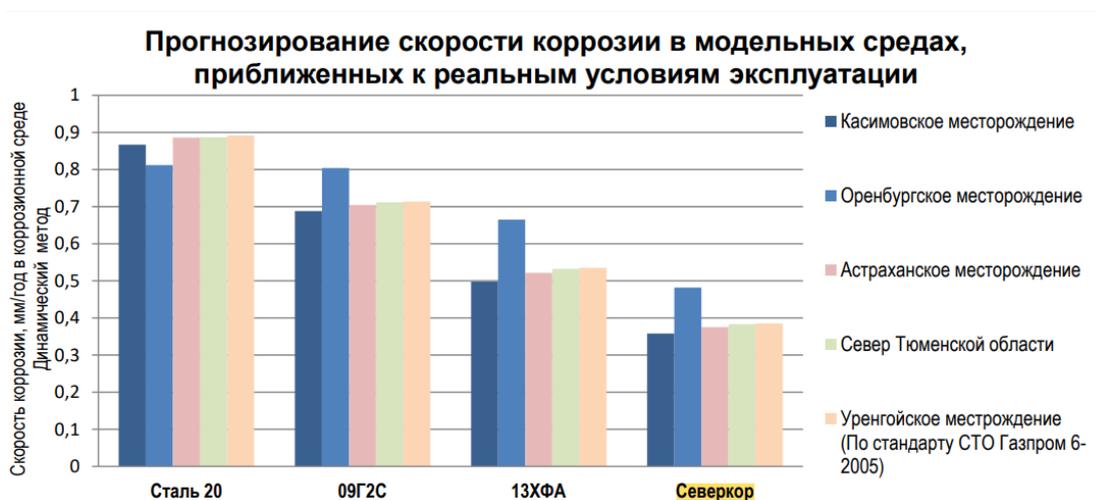


Рисунок 9 – Прогнозирование скорости коррозии стали «Северкор» по отношению к другим маркам

1.5 Применение полимерно-армированного материала для промышленных трубопроводов

Полимерные трубы, такие как трубы из полиэтилена, полипропилена и других полимеров, обладают высокой коррозионной стойкостью и могут использоваться для транспортировки различных продуктов, включая нефть, газ, воду и химические вещества. Кроме того, они легкие и просты в обработке, что делает их более удобными для транспортировки и установки.

Однако, использование полимерных труб также может иметь свои недостатки. Например, они могут быть более дорогими в производстве, чем стальные трубы, и требуют более тщательного контроля качества во время производства и установки. Кроме того, они могут иметь более низкую температурную стойкость, что может ограничить их использование в холодных условиях [19].

В целом, выбор материала для трубопроводов зависит от многих факторов, включая тип транспортируемого продукта, условия эксплуатации и бюджет. Однако, использование полимерных труб может быть более эффективным решением для транспортировки продуктов в условиях, где коррозия может быть проблемой.

Полимерно-армированные трубы - это трубы, которые могут быть использованы для транспортировки различных жидкостей, включая нефтегазовые смеси, сточные воды, техническую воду, кислотные и щелочные растворы и другие. Они обладают высокой коррозионной стойкостью и могут выдерживать агрессивные условия транспортировки.

Технология производства полимерно-армированных труб включает в себя нанесение наружного слоя из полимерного материала на арматурный каркас, который может быть изготовлен из стекловолокна, углеродного волокна или других материалов.

В России в настоящее время действует более 30 заводов, которые занимаются производством полимерно-армированных труб. Это позволяет обеспечить надежность трубопроводов и развитие собственного производства.

Один из наиболее распространенных материалов для производства полимерно-армированных труб - полиамидная труба (ПАТ). Она обладает высокой стойкостью к воздействию агрессивных сред и необходимыми физико-механическими свойствами, такими как прочность и устойчивость к износу.

Полимерно-армированные трубы могут быть использованы в различных отраслях, включая нефтегазовую промышленность, химическую промышленность, водоснабжение и канализацию, а также в других областях. Эти трубы также могут быть использованы для устранения проблем с коррозией, которые могут возникнуть при использовании традиционных трубопроводов из углеродистой стали. Они обладают более высокой степенью коррозионной стойкости и могут выдерживать условия с высокой коррозионной активностью грунтов и наличием блуждающих токов.

В целом, полимерно-армированные трубы являются надежным и эффективным решением для транспортировки различных жидкостей в агрессивных условиях. Они также могут быть использованы для устранения проблем с коррозией и обеспечения надежности трубопроводов в различных отраслях.

Несмотря на множество видов ПАТ, производящих в России, по прочности лидируют те, армирование которых происходит с помощью коррозионно-стойкой проволокой, за счет чего имеется возможность отказаться от дополнительной коррозионной защиты, что в свою очередь уменьшает сильно сокращает капитальные и эксплуатационные затраты на строительство, ремонтные работы и диагностику [20].

В качестве примера, была исследована часть полимерного нефтепровода (от кустовой площадки до точки врезки), рассчитанный на 4 МПа, проложенный подземным типом и разработан в соответствии с СНиП 2.05.06-85*. Климатический район отнесет к северному (IV). Сейсмическая активность находится в районе 5-6 баллов в соответствии с СНиП II-7-81*.

метр заполняется гидроабразивной смесью. Затем образец качается с частотой 21,6 циклов в минуту. После этого измеряется утончение стенки образца и его износостойкость. Такие исследования помогают определить, какие материалы наиболее подходят для трубопроводов в зависимости от их радиуса изгиба и условий эксплуатации. Важно отметить, что трубопроводы используются в различных отраслях промышленности, включая нефтегазовую, химическую и энергетическую. В каждой из этих отраслей требования к материалам и условиям эксплуатации могут существенно отличаться. Поэтому проведение испытаний на износ является важным этапом при выборе материалов для конкретных трубопроводов.

Результаты отображены на рисунке 11.

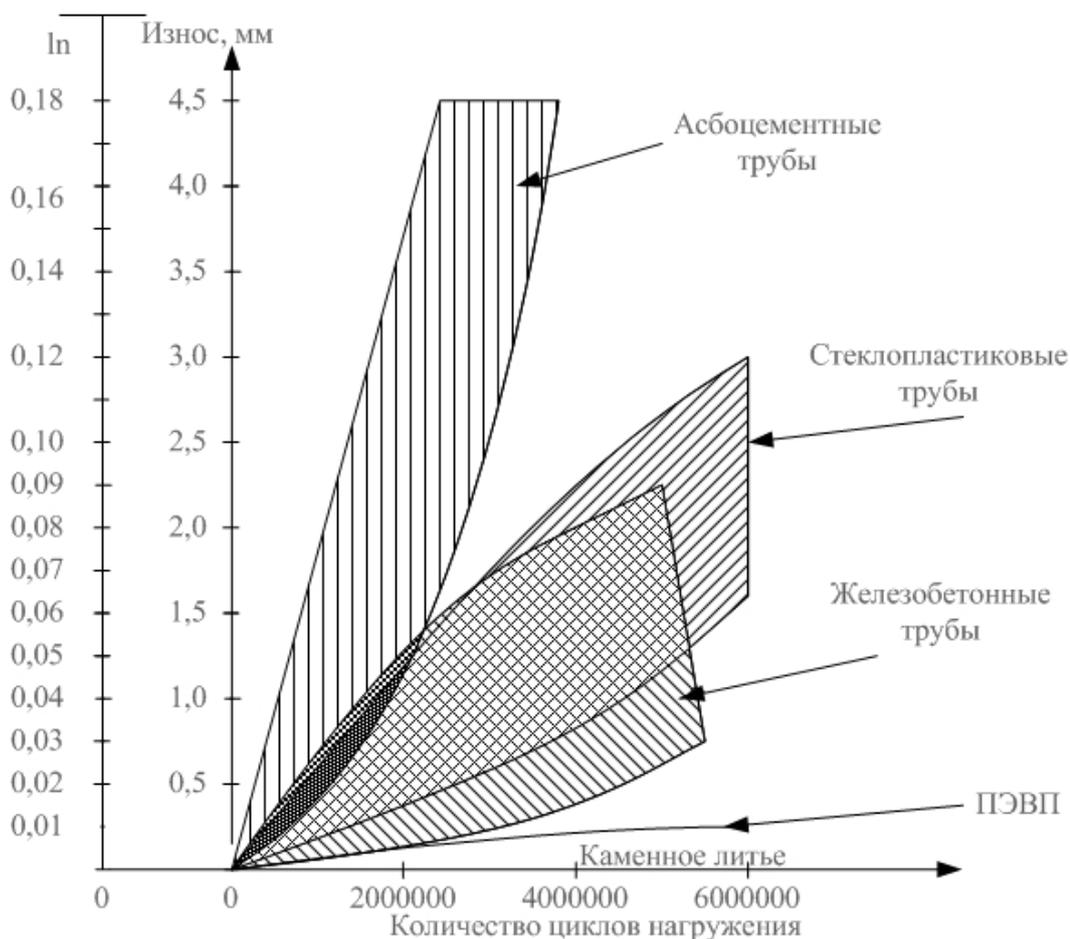


Рисунок 11 - Величина износа труб (в мм) в зависимости от числа циклов

Из графика видно, что износостойкость полиэтилена высокой плотности значительно больше, чем у стали, бетона и керамики. Это говорит о том, что

данный материал может быть рекомендован в качестве строительного для трубопровода.

Проводилось испытание с использованием гидроабразивных сред с 7% и 14% содержанием кварцевого песка. Так же из графика можно заметить повышенную стойкость к абразивному износу, что обозначает значительное увеличение срока службы ПАТ по сравнению со стальными.

Также проводился анализ стойкости труб в зависимости от радиуса изгиба.

На рисунке 12 показана стойкость труб в зависимости от радиуса изгиба конструкции.

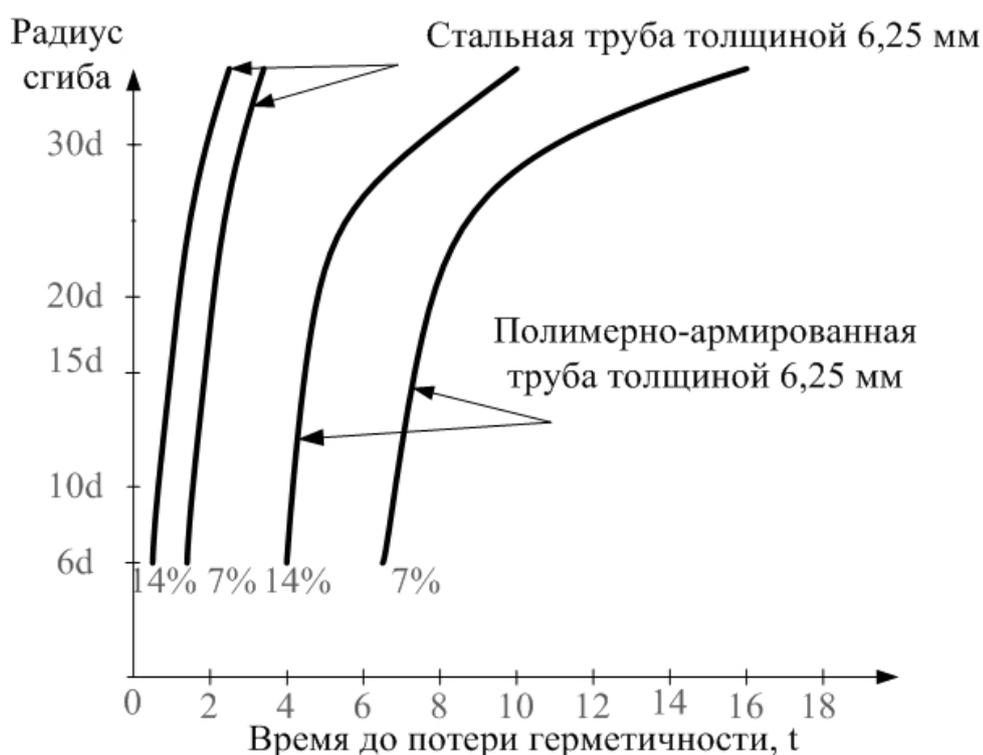


Рисунок 12 - Сравнительная стойкость труб и отводов из стали и полиэтилена высокой плотности

Анализ гидравлических условий показал, что полиэтиленовые трубы имеют пропускную способность на 10-15% выше, чем стальные трубы из-за низкой шероховатости их внутренней поверхности. Это означает, что полиэтиленовые трубы меньшего диаметра могут использоваться для

перекачки той же самой воды, чем стальные трубы большего диаметра. Кроме того, шероховатость полиэтиленовых труб не увеличивается со временем, что делает их еще более привлекательными для использования в гидравлических системах [22].

Трубопроводы из полиэтилена высокой плотности (ПАТ) имеют теплопроводность в 12 раз меньше чем стальные, что позволяет сократить или даже полностью исключить применение дополнительных теплоизоляционных материалов.

Однако, при использовании ПАТ трубопроводов в условиях повышенных температур (до 120 °С) и при нарушении правил термодинамики, возможны механические повреждения и аварии в системе теплоснабжения.

Тем не менее, трубы ПАТ до сих пор остаются безопасным и актуальным решением для внутриобъектовой перевозки нефтепродуктов, которые работают в более низком диапазоне температур. Это связано с тем, что при низких температурах риск аварий и механических повреждений значительно снижается.

По результатам исследований и полевых испытаний стало ясно, что использование ПАТ (полиэтиленовых труб) при точных расчетах и качественном проектировании может значительно повысить надежность трубопроводной системы на месторождениях. Это связано с тем, что материал ПАТ имеет низкий удельный вес по сравнению со стальными трубами, а также с простотой проведения сварочных работ.

Изображение, представленное на рисунке 13, указывает на то, что возникающие напряжения в трубопроводе ПАТ могут иметь сравнительно невысокие показания при эквивалентных допустимых напряжениях, которые в несколько раз (6-8 раз) превышают проектные. Кроме того, имеющиеся механические характеристики материала трубы способствуют устойчивой работе при подвижке грунта и других изгибающих воздействиях [23].

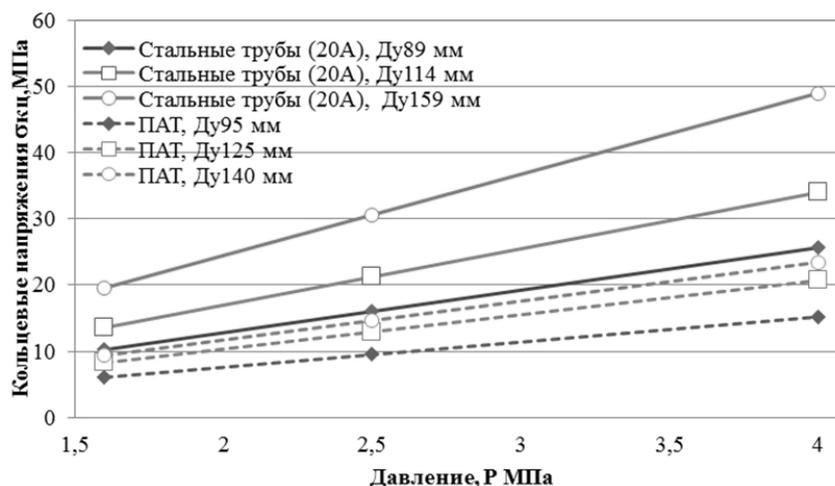


Рисунок 13 - Результаты расчета диапазона кольцевых напряжений на примере нефтепровода диаметром 89-160 мм

ПАТ обладают высокой пластичностью, что является преимуществом, так как позволяет компенсировать деформации, вызванные движением грунта. Однако это также означает, что необходимо проводить более тщательные расчеты напряженно-деформированного состояния конструкции трубопровода. Такие расчеты позволяют определить, какие нагрузки могут возникнуть на трубопроводе в результате изменений в грунтовом основании.

Это важно для того, чтобы обеспечить безопасность и надежность работы трубопровода на протяжении всего срока эксплуатации.

Исследования и полевые испытания показали, что при точных расчетах и качественном проектировании использование ПАТ может привести к значительному повышению надежности трубопроводной системы внутри месторождений в целом. Этому также способствует низкий удельный вес материала по сравнению со стальными трубами и простота в проведении сварочных работ.

В Тюменском государственном нефтегазовом университете (ТюмГНГУ) ведется работа над разработкой математического комплекса для расчета показателей надежности различных объектов нефтегазопроводов. В рамках исследования был проведен учет влияния свойств материалов трубопроводов на показатели их надежности [24-28].

Каждый показатель Z_i определяется по специальной методике, разработанной для конкретного участка трубопровода. Эти зависимости играют важную роль при оценке применения новых технологий, которые помогают улучшить надежность конструкций.

На примере исследованного участка можно отметить, что каждый из показателей из комплекса (таблица 5) превышает единицу, что свидетельствует о технической целесообразности внедрения инновационной ПАТ-технологии при строительстве внутрипромысловых трубопроводов.

1.6 Применение защитных покрытий на промышленных трубопроводах

Внутренняя коррозия труб возникает из-за агрессивной среды, которая транспортируется внутри трубопроводов. Чтобы предотвратить коррозию, можно использовать различные защитные покрытия, такие как лакокрасочные, стеклоэмалевые, металлические и органические покрытия.

Выбор материала покрытия зависит от условий строительства и эксплуатации трубопроводов, долговечности и стоимости материалов, технологичности процесса нанесения покрытия и других факторов. Кроме того, важно учитывать технико-экономические характеристики покрытий и материалов, которые используются для защиты трубопроводов.

В таблице 6 представлены основные технико-экономические характеристики покрытий и материалов, которые применяются для защиты трубопроводов [29].

Таблица 6 - Основные характеристики покрытий и материалов, применяемых для внутренней защиты трубопроводов

№	Тип покрытия	Применяемые материалы	Условия при нанесении покрытий	Требуемая толщина покрытия	Срок службы	Преимущества	Недостатки

Продолжение таблицы 6.

1	Лакокрасочные	Кремнийорганические эмали	Заводские, возможно нанесение в трассовых условиях при соблюдении качественной подготовки поверхности	150 мкм	10 - 12 лет	Высокая термостойкость. Доступность материалов. Высокое объемное удельное электрическое сопротивление. Поставляются в готовом виде	Повышенные требования к подготовке поверхности. Высокая токсичность. Возможность оседания пигментов на дно тары. Недопустимость попадания влаги на покрытие в процессе производства
2		Органосиликатные эмали	Заводские, допускается нанесение в трассовых условиях при тщательной подготовке поверхности и применении отвердителя	250 мкм	до 6 лет	Высокая термостойкость (до 400 °С)	Повышенные требования к подготовке поверхности. Длительный процесс подготовки материала перед нанесением. Высокая токсичность применяемых растворителей
3	Стеклоэмалевые	Стеклоэмали	Только заводские	300 - 400 мкм	более 30 лет	Долговечны. Термоизносостойки. Высокая химическая стойкость	Повышенные требования к подготовке поверхности. Не отработаны технологии защиты сварных стыков. Покрытия чувствительны к ударам. Высокая стоимость
4	Металлизационные	Алюминий	Только заводские	300 мкм	не менее 15 лет	Термостойкие. Малочувствительные к механическим воздействиям	Повышенные требования к подготовке поверхности. Пористость. Для защиты стыков в трассовых условиях требуется применение органосиликатных эмалей

может повлиять на работу трубопроводной системы. Температура и давление в системе также имеют большое значение.

Высокие температуры могут привести к деформации материала труб, а высокое давление может вызвать разрыв трубы.

Скорость движения потока также может оказывать влияние на работу системы. Наличие абразивных частиц в потоке жидкости может привести к износу внутренних поверхностей труб, а свойства попутного нефтяного газа могут вызвать коррозию металла.

Наличие АСПО отложений и жизнедеятельность микроорганизмов также могут привести к проблемам при эксплуатации трубопроводов.

Единственным способом полностью исключить воздействие этого фактора является применение эмалированных труб с гладкой поверхностью, которая обладает гидрофильными свойствами и низкой степенью сцепляемости с асфальтосмолопарафиновыми отложениями. Это позволяет потоку жидкости отрывать отложения от поверхности труб и выносить их на поверхность.

1.6.1 Применение силикатно-эмалевых покрытий

В России крупнейшими производителями эмалированных труб являются ЗАО «НЕГАС» (г. Пенза), ООО «АКОР» (г. Ульяновск) и ООО «Завод Эмалированных Труб» (г. Ижевск). Однако эти производители составляют менее 5% от общего объема эксплуатируемых стальных трубопроводов в России.



Рисунок 14 – процесс нанесения силикатно-эмалевого покрытия

Нефтепроводы с эмалированным покрытием могут использоваться для создания различных видов трубопроводов, включая нефтепромысловые, нефтепроводы, продуктопроводы, а также для обсадных и насосно-компрессорных труб.

Эмалированное покрытие состоит из затвердевшей стеклообразной неорганической массы, которая содержит оксиды, основным из которых является кремнезем. Это покрытие может быть однослойным или двухслойным. Трубы с эмалированным покрытием имеют ряд преимуществ. Они защищены от коррозии и износа, что делает их более долговечными и экономичными в эксплуатации. Кроме того, эмалированные трубы имеют гладкую поверхность, что уменьшает сопротивление потока жидкости, что в свою очередь улучшает эффективность транспортировки жидкостей по трубопроводу [30].

Эмалированные трубы также обладают высокой устойчивостью к высоким температурам и давлению, что делает их идеальным выбором для нефтепромысловых и нефтепроводных систем. Они также могут использоваться для транспортировки других жидкостей, таких как вода и газ. Кроме того, эмалированные трубы экологически чистые, так как не выделяют вредных веществ в окружающую среду.

Сейчас наиболее популярен процесс безгрунтового эмалирования труб с применением силикатной эмали на основе стекла из системы $R_2O-RO-B_2O_3-SiO_2-F$. Для эмалирования труб используется индукционный или печной нагрев, при этом покрытие наносится на внутреннюю или на обе поверхности труб мокрым способом с помощью шликерной технологии [31].

Технологическая схема эмалирования мокрым способом представлена на рисунке 15



Рисунок 15 - Технологический процесс эмалирования металлических изделий мокрым способом

Существует 2 способа оплавления – печной и индукционный нагрев

Схема с использованием нагрева труб в электромагнитном поле индуктора изображена на рисунке 16.

повышает эффективность и экономическую выгоду производства. Однако трубопроводы могут также представлять определенные риски для окружающей среды и требуют тщательного контроля и обслуживания.

Промысловые трубопроводы подразделяются на виды:

Выкидная линия – это трубопровод, который используется в промышленности для транспортировки скважинной продукции, таких как нефть, газ и вода, от скважины до замерной установки, такой как АГЗУ или ГЗУ. Трубопровод также может использоваться для доставки ремонтно-замерочного оборудования к месту добычи скважины, что часто бывает необходимым при разработке морских месторождений. Длина выкидной линии может варьироваться, в зависимости от плотности разработки месторождения, и может достигать нескольких метров в случае одиночной скважины или нескольких километров в случае плотной разработки.

Нефтяные сборные коллекторы – данные трубопроводы обеспечивают транспортировку флюида от замерной установки (АГЗУ) до ЦСП (центральный пункт сбора), УНП (установка подготовки нефти) или же до ДНС (дожимная насосная станция), если расстояние от куста скважин до УПН большое, в ходе которого происходит падение давления.

					Объект исследования	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		57

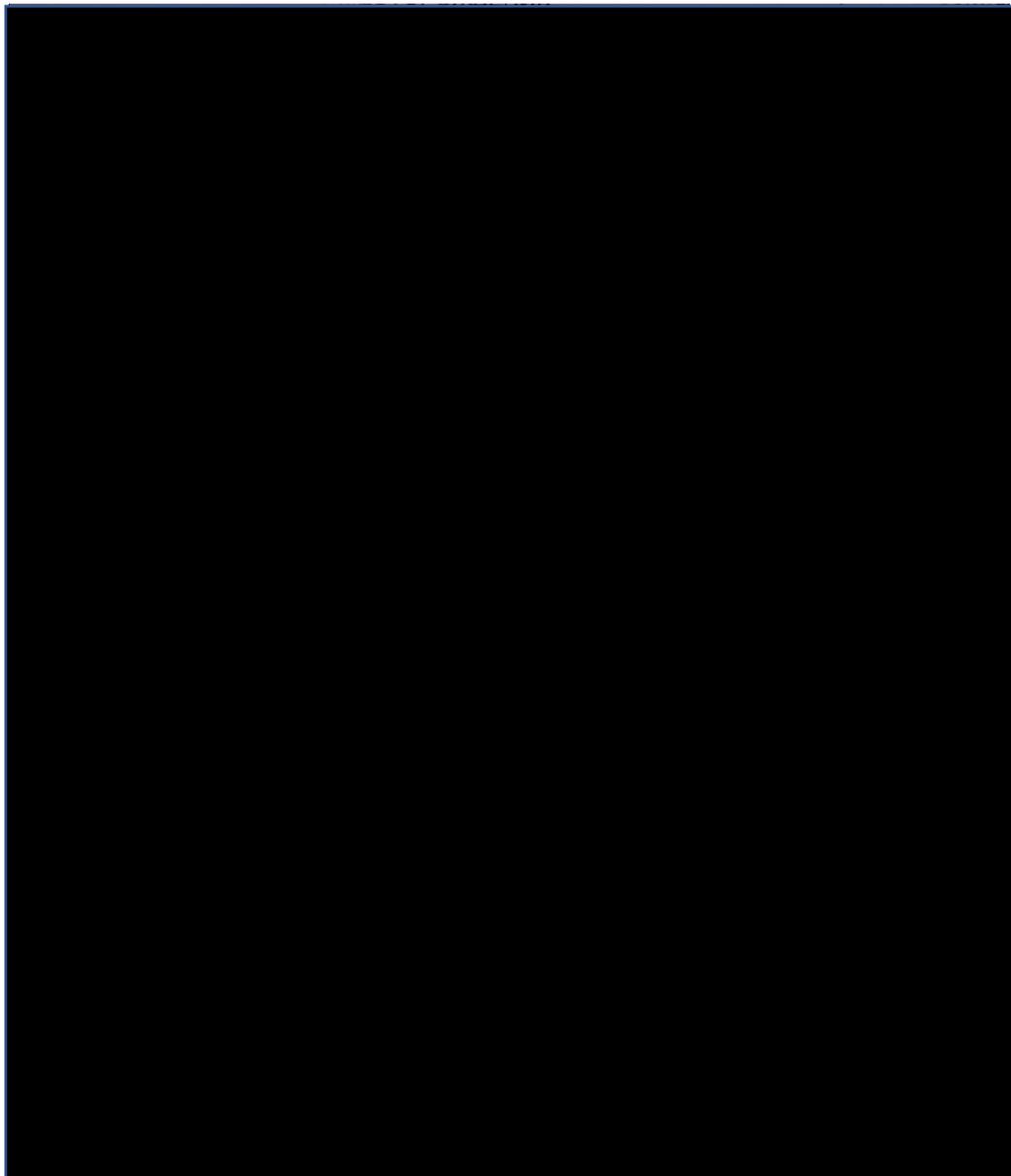


Рисунок 17 – Схема [REDACTED] месторождения

В зависимости от условного давления среды трубопроводы подразделяют:

- Вакуумные, работающие при абсолютном давлении ($P < 0,1$ МПа);
- Низкого давления (P от 0,1 до 1,5 МПа);
- Среднего давления (P от 1,5 до 10 МПа);
- Высокого давления ($P > 10$ МПа);
- Безнапорные, работающие без избыточного давления («самотеком»);

По степени агрессивности транспортируемой среды:

- Малоагрессивная среда (скорость коррозии менее 0,1 мм/год);

					Объект исследования	Лист
						58
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

- Среднеагрессивная среда (скорость коррозии 0,1-0,5 мм/год);
- Высокоагрессивная среда (Скорость коррозии более 0,5 мм/год);

2.1 Характеристика района месторождения

Месторождения [REDACTED] и [REDACTED] являются нефтяными месторождениями, разрабатываемые компанией [REDACTED]

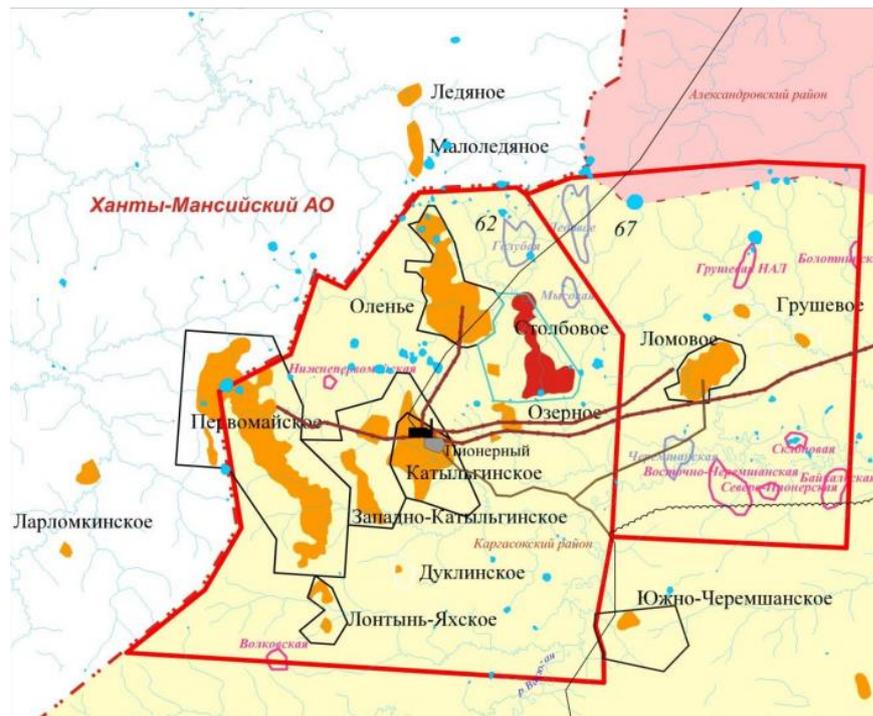


Рисунок 18 - Схема размещения нефтяных и нефтегазоконденсатных месторождений Томской области

Район имеет континентальный климат, характеризующийся различной погодой, начиная от неустойчивой циклональной облачности до стабильно ясной антициклональной. Зима в данном районе длится долго и является суровой, с обильным снегопадом, который обычно начинается в последней неделе октября и достигает высоты в 60-70 см. Зимние температуры могут опускаться до -54°C , особенно в январе, а иногда и в феврале. В январе средняя температура составляет -25°C , в то время как в июле может достигать $+35^{\circ}\text{C}$ на всей территории района. Этот район находится в зоне сильного континентального климата, что означает, что зима здесь холодная и долгая, а лето жаркое и сухое. Животные и люди, проживающие в этом районе, должны

					Объект исследования	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		59

быть готовы к экстремальным погодным условиям и иметь соответствующее снаряжение и одежду.

Район находится рядом с полосой максимальной циклоничности, что приводит к большому количеству осадков. Годовой объем осадков в этом районе составляет от 400 до 570 мм, причем около 66-78% выпадает в виде дождя, а остальное - в виде снега. Период с плюсовой температурой обычно длится около 140 дней. Кроме того, на этой территории часто бывают метели, туманы, а летом - грозы и ураганы

Согласно географическому районированию, исследуемая территория находится на Западно-Сибирской равнине Обь-Иртышского водораздела в бассейне реки Оби и ее притоков, на междуречье Оби и Васюгана. Район находится в лесной зоне с избыточным увлажнением, а реки в этом районе принадлежат бассейну реки Васюган.

Рельеф района полого-волнистый с частыми западинами, расчленен многочисленными ручьями, руслами рек. Большое количество осадков обеспечивает в течение года питание рек.

Местность постепенно понижается к речным долинам, где обрывается несколькими широкими террасами. В геоморфологическом отношении исследуемый район представляет собой обширную древнюю озерно-аллювиальную равнину, на большей части перекрытую современными болотными образованиями.

По природно-сельскохозяйственному районированию территория относится к плоскоравнинному болотно-подзолистому и дерново-подзолистому округу. Болотные почвы, развивающиеся в этих условиях, получили название верховых. Они служат геохимическим барьером на пути миграции различных соединений.

Согласно районированию болот центральной части Западно-Сибирской равнины, район располагается в зоне выпуклых олиготрофных сфагновых болот, в подзоне грядовомочажинных, сосново-кустарниково-сфагновых, мезотрофных и эвтрофных болот. Информация по теме: Западно-Сибирская

					Объект исследования	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		60

равнина - это один из самых больших и наиболее важных районов России, который занимает большую часть Западной Сибири. Эта равнина простирается на территории, ограниченной Уральскими горами на западе, Саянскими горами на юге и Северным Ледовитым океаном на севере. Она характеризуется широкими реками, обширными лесами и болотами, а также множеством природных ресурсов, таких как нефть, газ, уголь, золото и другие полезные ископаемые.

					Объект исследования	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		61

3.1 Определение толщины стенки трубопровода

Расчет производится на основании СП 36.13330.2012 «Магистральные трубопроводы. Актуализированная редакция СНиП 2.05.06-85* [32]

Расчетную толщину стенки трубопровода δ , мм, следует определять по формуле:

$$\delta_H = \frac{n \cdot P \cdot D_H}{2(R_1 + n \cdot P)} \quad (1)$$

где n , коэффициент надежности по нагрузке - внутреннему рабочему давлению в трубопроводе, примем $n = 1,1$ т.к. D_H менее 700 мм;

P , МПа – рабочее давление в трубопроводе, примем за давление P_1 ,

D_H , мм – наружный диаметр трубы;

Таблица 8 – механические свойства проката «Северкор»

Параметр	Требования		Плавка 1704911-K52
	K52	K56	
σ_B , МПа	510-610	550-650	600-610
σ_T , МПа	350-510	390-510	500-510
δ , %	≥ 23	≥ 23	25-26
$C_{экр}$	$\leq 0,35$	$\leq 0,43$	0,33
KCV ₋₄₀ , Дж/см ²	≥ 150	≥ 150	220-298
ДВС на KCV ₋₅₀ , %	≥ 60	≥ 60	100
Содержание S, %	$\leq 0,005$	$\leq 0,005$	0,002
Содержание P, %	$\leq 0,015$	$\leq 0,015$	0,011

R_1 – расчетное сопротивление растяжению, определяется по формуле:

$$R_1 = \frac{R_1^H \cdot m}{k_1 \cdot k_H} = \frac{610 \cdot 0,99}{1,4 \cdot 1,1} = 392 \text{ МПа} \quad (2)$$

где m - коэффициент условий работы трубопровода, примем $m = 0,99$ (4 категория трубопровода);

Таблица 9 – значения коэффициента условия работы от категории трубопровода

Категория трубопровода и его участка	Коэффициент условий работы трубопровода при расчете его на прочность, устойчивость и деформативность μ
V	0,660
I	0,825
II	0,825
III	0,990
IV	0,990

k_1 - коэффициент надежности по материалу, примем $k_1 = 1,4$;

k_H - коэффициент надежности по назначению трубопровода, для трубопроводов D_H менее 500 мм $k_H = 1,1$;

R_1^H - нормативное сопротивление растяжению металла труб и сварных соединений, принимается равным минимальному значению временного сопротивления $\sigma_{вр} = R_1^H$, МПа, для труб 159 мм К55 $\sigma_{вр} = 600$ МПа;

$$\delta_H = \frac{n \cdot P \cdot D_H}{2(R_1 + n \cdot P)} = \frac{1,1 \cdot 5,6 \cdot 10^6 \cdot 0,159}{2 \cdot (392 \cdot 10^6 + 1,1 \cdot 5,6 \cdot 10^6)} = 0,001 \text{ м} = 1,6 \text{ мм}$$

Полученное расчетное значение толщины стенки трубы округляется до ближайшего большего значения δ_H , предусмотренного государственными стандартами и техническими условиями. При расчете толщины стенки трубы запас на коррозию не предусматривается.

При наличии продольных осевых сжимающих напряжений толщину стенки следует определять из условия:

$$\delta = \frac{n \cdot P \cdot D_H}{2(R_1 \cdot \psi_1 + n \cdot P)} \quad (4)$$

$$\delta = \frac{1,1 \cdot 4,5 \cdot 10^6 \cdot 0,159}{2 \cdot (392 \cdot 10^6 \cdot 0,45 + 1,1 \cdot 4,5 \cdot 10^6)} = 0,0017 \text{ м} = 2,63 \text{ мм}$$

Где ψ_1 - коэффициент, учитывающий двухосное напряженное состояние труб, определяемый по формуле:

$$\psi_1 = \sqrt{1 - 0,75 \cdot \left(\frac{|\sigma_{прN}|}{R_1}\right)^2} - 0,5 \cdot \frac{|\sigma_{прN}|}{R_1} \quad (4)$$

$$\psi_1 = \sqrt{1 - 0,75 \cdot \left(\frac{|-215,3|}{392}\right)^2} - 0,5 \cdot \frac{|-215,3|}{392} = 0,45$$

где σ_{npN} - продольное осевое сжимающее напряжение, МПа, определяемое от расчетных нагрузок и воздействий с учетом упругопластической работы металла труб, определяется по формуле:

$$\sigma_{npN} = -\alpha \cdot E \cdot \Delta t + \mu \cdot \frac{n \cdot P \cdot D_n}{2\delta_n} \quad (5)$$

$$\begin{aligned} \sigma_{npN} &= -1,2 \cdot 10^{-5} \cdot 2,06 \cdot 10^{11} \cdot 111 + 0,3 \cdot \frac{1,1 \cdot 5,6 \cdot 10^6 \cdot 0,159}{2 \cdot 0,002} \\ &= -270,3 \text{ МПа} \end{aligned}$$

где $\alpha = 1,2 \cdot 10^{-5}$ град - коэффициент линейного расширения металла трубы;

$E = 2,06 \cdot 10^5$ МПа - переменный параметр упругости (модуль Юнга);

$\mu = 0,26 - 0,33$ - переменный коэффициент поперечной деформации стали (коэффициент Пуассона), при расчётах можно принять 0,3;

D_n , мм - диаметр трубы.

Δt - расчетный температурный перепад.

Абсолютное значение максимального положительного или отрицательного температурного перепада определяют по формулам:

$$\Delta t_{(+)} = \frac{\mu \cdot R_1}{\alpha \cdot E} = \frac{0,3 \cdot 392}{1,2 \cdot 10^{-5} \cdot 2,06 \cdot 10^5} = 47,6 \text{ град} \quad (6)$$

$$\Delta t_{(-)} = \frac{(1-\mu) \cdot R_1}{\alpha \cdot E} = \frac{(1-0,3) \cdot 392}{1,2 \cdot 10^{-5} \cdot 2,06 \cdot 10^5} = 111 \text{ град} \quad (7)$$

К дальнейшему расчету принимаем больший перепад температуры.

Находим величину продольных осевых сжимающих напряжений:

Если $\sigma_{npN} = (-)$ МПа - отрицательное значение, это означает, что присутствуют сжимающие напряжения. Тогда рассчитывают коэффициент, учитывающий двухосное напряженное состояние труб ψ_1 .

При наличии продольных напряжений расчетную толщину стенки пересчитывают.

Полученное расчетное значение толщины стенки трубы округляется до ближайшего большего значения δ_n , предусмотренного государственными стандартами и техническими условиями.

Расчетную толщину стенки округляем до **4** мм согласно представленным трубам диаметра 159 мм из таблицы 10.

Однако допускаем 2 мм запаса на коррозионные процессы и возьмем толщину стенки **6** мм

Рассчитаем толщину отбраковки трубопровода из стали «Северкор»:

При определении отбраковочной толщины стенки, оценивается несущая способность элементов.

Определяется значение соотношения по формуле:

$$\frac{R_2^H * m_2}{R_1^H * m} = \frac{500}{610 * 0,9} = 0,91 \quad (8)$$

Если $\frac{R_2^H * m_2}{R_1^H * m} \geq 0,75$, то

$$t_{\text{отб(Северкор)}} = \frac{n * P * \alpha * D_n}{2 * (R_1 + n * P)} = \frac{1,1 * 5,6 * 1 * 0,159}{2 * (392 + 1,1 * 5,6)} = 0,0013 = 1,3 \text{ мм} \quad (9)$$

Отбраковочная толщина 1,3 мм

m_2 - коэффициент условий работы материала труб при повышенных температурах;

где $n = 1,1$ коэффициент перегрузки рабочего давления в трубопроводе;

α - коэффициент несущей способности; $\alpha = 1$ для труб, конических переходов, выпуклых заглушек эллиптической формы

P - рабочее давление в трубопроводе, Па

Таблица 10 – Трубы нефтегазопроводные по ГОСТ 20295-85

Нормативный документ	Наружный диаметр, мм	Толщина стенки, мм	Класс прочности, марка стали	Область применения
ГОСТ 20295-85	159	4,0-10,0	К34-К60	Для сооружения магистральных газонефтепроводов, нефтепродуктопроводов, технологических и промысловых трубопроводов.
	168	5,0-10,6		
	219	4,5-10,0		
	245	6,0-10,0		
	273	5,0-10,0		
	325	5,0-10,0		
	377	6,0-11,0		
	426	6,0-11,0		
	530	6,0-11,0		

3.2 Проверка на прочность подземного трубопровода в продольном направлении

Проверку на прочность следует производить из условия:

$$|\sigma_{\text{прN}}| \leq \psi_2 \cdot R_1 \quad (10)$$

где $\sigma_{\text{прN}}$ – продольное осевое напряжение, определяемое от расчетных нагрузок и воздействий:

$$\sigma_{\text{прN}} = -270,3 \text{ МПа},$$

где ψ_2 – коэффициент, учитывающий двухосное напряженное состояние металла труб, при растягивающих осевых продольных напряжениях ($\sigma_{\text{прN}} > 0$) принимаемый равным **единице**, при сжимающих напряжениях ($\sigma_{\text{прN}} < 0$) определяемый по формуле:

$$\psi_2 = \sqrt{1 - 0,75 \cdot \left(\frac{\sigma_{\text{кц}}}{R_1}\right)^2} - 0,5 \cdot \frac{\sigma_{\text{кц}}}{R_1}, \quad (11)$$

где $\sigma_{\text{кц}}$ – кольцевые напряжения от расчетного внутреннего давления:

$$\sigma_{\text{кц}} = \frac{n \cdot P \cdot D_{\text{вн}}}{2 \cdot \delta_n} = 81,62 \text{ МПа} \quad (12)$$

$$\psi_2 = \sqrt{1 - 0,75 \cdot \left(\frac{81,62}{392}\right)^2} - 0,5 \cdot \frac{81,62}{392} = 0,87.$$

Вычисляем комплекс $\psi_2 \cdot R_1 = 0,87 \cdot 392 = 344,1 \text{ МПа}$.

Проверим условие прочности трубопровода в продольном направлении.

Если условие прочности не выполняется, то необходимо увеличить толщину стенки трубопровода либо поменять марку стали.

					Расчетная часть	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		67

$$|\sigma_{\text{прN}}| \leq \psi_2 \cdot R_1,$$

$$|-270,3| \text{ МПа} \leq 344,1 \text{ МПа.}$$

Проверка на прочность пройдена.

3.3 Проверка общей устойчивости трубопровода в продольном направлении

Проверку общей устойчивости трубопровода в продольном направлении в плоскости наименьшей жесткости системы следует производить из условия:

$$S \leq m \cdot N_{\text{кр}} \quad (13)$$

$N_{\text{кр}}$ — продольное критическое усилие, Н или МН, при котором наступает потеря продольной устойчивости трубопровода.

Эквивалентное продольное осевое усилие в сечении трубопровода S следует определять от расчетных нагрузок и воздействий с учетом продольных и поперечных перемещений трубопровода в соответствии с правилами строительной механики. В частности, для прямолинейных участков трубопровода и участков, выполненных упругим изгибом, при отсутствии компенсации продольных перемещений, просадок и пучения грунта S определяется по формуле:

$$S = [(0,5 - \mu) \cdot \sigma_{\text{кц}} + \alpha \cdot E \cdot \Delta T] \cdot F = 0,5 \text{ МН} \quad (14)$$

где $\Delta T = t_3 - t_{\text{зам}} = 68$, град

F - площадь поперечного сечения трубы:

$$F = \frac{\pi}{4} \cdot (D_{\text{н}}^2 - D_{\text{вн}}^2) = 0,029 \text{ м}^2 \quad (15)$$

Для прямолинейных участков подземных трубопроводов в случае пластической связи трубы с грунтом продольное критическое усилие находится по формуле:

$$N_{\text{кр}}^{(1)} = 4,09 \cdot \sqrt[11]{P_0^2 \cdot q_{\text{верт}}^4 \cdot F^2 \cdot E^5 \cdot J^3} = 0,61 \text{ МН} \quad (16)$$

					Расчетная часть	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		68

где P_0 - сопротивление грунта продольным перемещениям отрезка трубопровода единичной длины;

J - осевой момент инерции металла трубы, определяется по формуле:

$$J = \frac{\pi}{64} \cdot (D_H^4 - D_{BH}^4) = 0,00000845 \text{ м}^4 \quad (17)$$

где $q_{\text{верт}}$ - сопротивление вертикальным перемещениям отрезка трубопровода единичной длины, обусловленное весом грунтовой засыпки и собственным весом трубопровода, отнесенное к единице длины, Н/м:

$$q_{\text{верт}} = n_{\text{гр}} \cdot \gamma_{\text{гр}} \cdot D_H \cdot \left(h_0 + \frac{D_H}{2} - \frac{\pi \cdot D_H}{8} \right) + q_{\text{тр}} = 2340 \text{ Н} \quad (18)$$

Сопротивление грунта продольным перемещениям отрезка трубопровода единичной длины определяется по формуле:

$$P_0 = \pi \cdot D_H \cdot \left(C_{\text{гр}} + P_{\text{гр}} \cdot \text{tg} \phi_{\text{гр}} \right) = 2980 \text{ Па} \quad (19)$$

где $C_{\text{гр}}$, 2 кПа - коэффициент сцепления грунта, по таблице 11;

$P_{\text{гр}}$ - среднее удельное давление на единицу поверхности контакта трубопровода с грунтом;

$\text{tg} \phi_{\text{гр}} (25) = 0,25$ - tg угла внутреннего трения грунта;

где $n_{\text{гр}} = 0,8$ - коэффициент надежности по нагрузке от веса грунта;

$\gamma_{\text{гр}} = 16,8 \text{ кН/м}^3$ - удельный вес грунта;

h_0 , м - глубина заложения трубопровода, примем $h_0 = 0,8 \text{ м}$

Среднее удельное давление на единицу поверхности контакта трубопровода с грунтом вычисляется по формуле:

$$P_{\text{гр}} = \frac{2 \cdot n_{\text{гр}} \cdot \gamma_{\text{гр}} \cdot D_H \left[\left(h_0 + \frac{D_H}{8} \right) + \left(h_0 + \frac{D_H}{2} \right) \cdot \text{tg}^2 \left(45^\circ - \frac{\phi_{\text{гр}}}{2} \right) \right] + q_{\text{тр}}}{\pi \cdot D_H} \quad (20)$$

$$P_{\text{гр}} = 10276,1 \text{ Па}$$

Таблица 11 – Параметры грунта

Грунт	$\varphi_{гр}$	$f_{гр} = \text{tg}\varphi_{гр}$	$C_{гр}$, кПа	$\gamma_{гр}$, кН/ м ²	k_0 , МН/м ³
Глины	25	0,25	2	16,8	5

$q_{тр}$ — расчетная нагрузка от собственного веса заизолированного трубопровода с перекачиваемым продуктом:

$$q_{тр} = q_m + q_{пр} = 376 \text{ Н/м} \quad (21)$$

Нагрузка от собственного веса металла трубы, Н/м:

$$q_m = n_{св} \cdot \gamma_m \cdot \frac{\pi}{4} \cdot (D_H^2 - D_{вн}^2) = 216,4 \text{ Н/м} \quad (22)$$

где $n_{св} = 0,95$ - коэффициент надежности по нагрузкам при расчете на продольную устойчивость и устойчивость положения;

γ_m - удельный вес металла, из которого изготовлены трубы, для стали $\gamma_m = 79000 \text{ Н/м}^3$

Нагрузка от веса нефти, находящейся в трубе единичной длины:

$$q_{пр} = \rho_p \cdot g \cdot \frac{\pi \cdot d^2}{4} = 142,1 \text{ Н/м} \quad (23)$$

Проверка общей устойчивости трубопровода в продольном направлении в плоскости наименьшей жесткости системы:

$$S \leq m \cdot N_{кр} \quad (24)$$

$$0,5 \leq 0,99 \cdot 0,61$$

$$0,5 \leq 0,603$$

Условие выполняется

3.4 Гидравлический расчет промышленного трубопровода

Необходимо рассчитать потери напора в промышленном трубопроводе, выполненных из стали «Северкор».

Данные для гидравлического расчета представлены в таблице 12

					Расчетная часть	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		70

Таблица 12 - Исходные данные для гидравлического расчета

Параметры	Вариант
D_H - наружный диаметр трубы, мм	159
Марка стали	«Северкор» плавка 1704911-К52
L - длина трубопровода, м	7100
$Q_{сут}$ – дебит трубопровода в сутки, м ³ /сут	420
ρ - средняя плотность. т/м ³	0,820
P_1 – рабочее давление в трубопроводе, МПа	4,5
μ – Динамическая вязкость нефти, м ² /с	$2,1 * 10^{-3}$ Па × с
ρ_n – радиус естественного изгиба трубопровода, м	800
Δz – разность отметок начала и конца нефтепровода	1,6

1) Рассчитаем секундный расход нефти в промышленном трубопроводе

$$Q_c = \frac{Q_{сут}}{86400} = \frac{420}{86400} = 5 * 10^{-3} \text{ м}^3/\text{с} \quad (25)$$

2) Рассчитаем среднюю скорость нефти в трубопроводе:

$$V = \frac{4 * Q_c}{\pi d_{вн}^2} = \frac{4 * 5 * 10^{-3}}{3,14 * 0,147^2} = 0,3 \text{ м/с} \quad (26)$$

3) Рассчитаем параметр Рейнольдса по формуле:

$$Re = \frac{V * D * \rho}{\mu} = \frac{0,3 * 0,159 * 0,850 * 10^3}{2,1 * 10^{-3}} = 18625 \quad (27)$$

Число Рейнольдса превышает критическое значение ламинарного режима ($Re (18625) > 2320$), значит режим течения турбулентный.

4) Существует три режима турбулентного течения, определим его, посчитав значения граничные значения Re_I и Re_{II} :

$$Re_I = \frac{10}{\varepsilon} \quad (28)$$

$$Re_{II} = \frac{500}{\varepsilon} \quad (29)$$

$$\varepsilon = \frac{e}{d} \quad (30)$$

Где e – относительная шероховатость труб.

$$\varepsilon = \frac{0,02}{147} = 0,00014$$

$$Re_I = \frac{10}{0,00014} = 71428$$

$$Re < Re_l (71428)$$

$$2320 < 18625 < 71428$$

Определяем турбулентный тип первого вида – гидравлически гладких труб (зона Блазиуса).

5) Рассчитаем коэффициент гидравлического сопротивления:

$$\lambda = \frac{0,3164}{Re^{0,25}} \quad (31)$$

$$\lambda = \frac{0,3164}{18625^{0,25}} = 0,027$$

6) Рассчитаем гидравлический уклон:

$$i = \frac{\lambda * v^2}{d * 2g} \quad (32)$$

$$i = \frac{0,027 * 0,3}{0,147 * 2 * 9,81} = 0,0028$$

7) Рассчитаем потери напора на трение в промышленном трубопроводе:

$$h_{тр} = i * L = 0,0028 * 7103 = 19,88 \text{ м} \quad (33)$$

8) Рассчитаем потери за счет местных сопротивлений в промышленном трубопроводе:

$$h_{мс} = i * h_{тр} = 0,02 * 19,88 = 0,3976 \text{ м} \quad (34)$$

9) Рассчитаем полные потери напора в промышленном трубопроводе:

$$H = h_{тр} + h_{мс} + \Delta z = 19,88 + 0,3976 + 1,6 = 21,87 \text{ м} \quad (35)$$

Далее пересчитаем в атмосферы:

$$\Delta P = g * H * \rho = \frac{820 * 21,87 * 9,81}{101325} = 1,74 \text{ атм} \quad (36)$$

В результате проведенного гидравлического расчета участка промышленного трубопровода из стали «Северкор» были рассчитаны потери напора по длине трубопровода и потери давления внутри трубопровода.

Расчетное значение составляет 1,74 потерь в атмосферах. Данные показатели являются приемлемыми для стальных трубопроводов.

					Расчетная часть	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		72

– Определение скорости коррозии при постоянном дозировании испытываемого ингибитора ██████████ в течение 14 суток при базовой дозировке 30 г/м³.

– Снижение или увеличение базовой дозировки с шагом 5г/м³ в зависимости от полученной величины скорости коррозии на предыдущем этапе в течение 14 суток.

– После получения величины скорости коррозии более 0,1 мм/год и защитного действия менее 90 %.

Перечень проведенных работ при испытаниях ингибитора ██████████ приведен в таблице 18.

Таблица 18 - Реестр проведенных работ при ОПИ ИК СНПХ-6301 КЗ на объекте «Нефтепровод Куст-5-т.вр. УПН»

ДАТА ВЫПОЛНЕНИЯ	НАИМЕНОВАНИЕ РАБОТ	ИСПОЛНИТЕЛЬ	РЕЗУЛЬТАТ ВЫПОЛНЕНИЯ
██████	████████████████████	██████████	████████████████████
██████	████████████████████	██████████	████████████████████
██████	████████████████████	██████████	████████████████████
██████	████████████████████	██████████	████████████████████
██████	████████████████████	██████████	████████████████████

Продолжение таблицы 18

—			
■			
—			
—			
■			
—			
—			
■			

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата

Расчетная часть

Лист

77

Окончание таблицы 18

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

Результаты ОПИ

Использовался гравиметрический метод для контроля эффективности ингибиторной защиты. Для этого были изготовлены образцы-свидетели коррозии из стали марки Ст20, и было зафиксировано изменение их массы. Установка объектов испытания с ОСК производилась на расстоянии не менее 5 мм от нижней образующей трубы, чтобы исключить контакт образцов-свидетелей с металлической поверхностью трубы. В УКК устанавливались по 2 ОСК одновременно. Экспозиция ОСК продолжалась 14 суток. Масса ОСК определялась с точностью до 0,0002 г с помощью аналитических весов. Тема: методы контроля коррозии металлов и эффективность ингибиторной защиты.

Скорость коррозии рассчитывалась по формуле:

$$V_{\text{кор}} = \frac{m_1 - m_2}{S \cdot \tau} * k \quad (37)$$

где m_1 – масса образца до испытания, г; m_2 – масса образца после испытания, г; S – площадь поверхности образца, м²; k – коэффициент пересчета, час*м³/(кг*год), равный

$$k = \frac{t}{\rho} \quad (38)$$

где t – количество часов в году, час/год, ρ – плотность металла, из которого изготовлен ОСК, кг/м³.

Защитный эффект ИК определяется по формуле:

$$\mathcal{E} = \frac{V_{\text{фон}} - V_{\text{ИК}}}{V_{\text{фон}}} * 100\% \quad (39)$$

$V_{фон}$ – замеренная фоновая скорость коррозии (без ИК), мм/год; $V_{ик}$ – замеренная скорость коррозии с ингибитором, мм/год.

Значения полученных фоновых скоростей коррозии и скоростей с применением ингибиторов ХПК-002С и СНПХ-6301 КЗ представлены в таблице 19.

Таблица 19 – Результаты расчетов после испытаний

[Redacted]	[Redacted]	[Redacted]			[Redacted]	[Redacted]
		[Redacted]	[Redacted]	[Redacted]		
[Redacted]						
[Redacted]						
[Redacted]						

I этап 22.08-05.09		II этап 08.09-22.09		III этап 14.10-28.10 повторно	
					
Исходные ОСК	СНПХ-6301 «КЗ» 30 г/м ³	Исходные ОСК	СНПХ-6301 «КЗ» 25 г/м ³	Исходные ОСК	СНПХ-6301 «КЗ» 20 г/м ³

Рисунок 20 - Фото пластин на трех этапах испытаний СНПХ-6301 КЗ.

Выводы

- 1) Значения фоновой коррозии без применения ингибитора колеблются в промежутке 3,2-4,8 мм/год, что является показателем агрессивной среды перекачиваемого продукта.
- 2) При применении базового ингибитора [Redacted] при дозировке 30 г/м³ скорость коррозии в трубопроводе из сталь20С равнялась 0,05 мм/год

3) При применении [REDACTED] с аналогичной дозировкой, скорость коррозии в трубопроводе из сталь20С равнялась 0,017 мм/год

3.5.2 Испытания стали «Северкор» в агрессивной среде

Сталь «Северкор» проходила испытания в байпасной линии поддержания пластового давления, а протекающая подтоварная вода является крайне агрессивной из-за своего состава, который указан в таблице 20.

Таблица 20 - Солевой состав подтоварной воды, транспортируемой по водоводу

рН	Плотность, г/см ³	Общая минерализация, г/л	Содержание ионов, мг/г					
			HCO_3^-	SO_4^{2-}	Cl^-	Ca^{2+}	Mg^{2+}	$K^+ + Na^+$
5,87	1,123	211,34	280,6	583,8	127620	7414,8	2551,5	72886
6,2	1,096	210,56	200,8	550,0	125990	11543	2407,0	69871

Большое содержание в воде хлорид-ионов способствует проявлениям локальных форм коррозии (язвы, питтинги), причем, чем больше концентрация хлоридионов, тем выше должна быть скорость локальной коррозии металла.

Как можно увидеть из таблицы 20, концентрация хлорид-ионов в ПМИ стали «Северкор» в два раза превышает концентрацию хлорид-ионов в ПМИ «Сталь20С» на [REDACTED] месторождении. Это говорит о том, что испытания проводятся в агрессивной среде.

После года эксплуатации трубу разрезали, почистили налет и проверили неровности на внутренней поверхности трубы с помощью микроскопа МЕИИ МZ-7200.

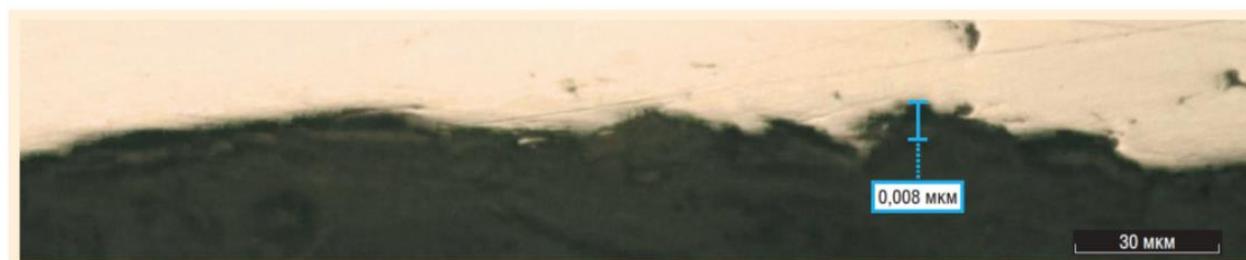


Рисунок 21 - Характер микронеровностей на внутренней поверхности трубы, соответствующих коррозионному износу

Если считать обнаруженные поверхностные язвы локальным коррозионным поражением (рисунок 21), то можно принять скорость

коррозии равной 0,008 мм/год, что фактически меньше глубины микронеровностей, образующихся в процессе горячей прокатки. Фактически в ходе эксплуатации произошло частичное разрушение поверхностного слоя исходной горячекатаной полосы – окалины, образующейся на ее поверхности при прокатке [13].

Вывод

Скорость коррозии стали «Северкор» примерно равняется **0,008** мм/год, а скорость коррозии «Сталь20С» с применением используемого на данный момент на промысле ингибитора коррозии, который равняется **0,043** мм/год. Это говорит о том, что «Северкор» соответствует лучшим известным образцам и позволяет рекомендовать данную сталь для более широкого опробования в объеме опытного участка промыслового трубопровода.

3.6 Расчет срока службы труб из «Северкор» и «Сталь20С»

Одним из показателей надежности является долговечность, которая характеризуется техническим ресурсом, средним ресурсом и сроком службы изделия.

Для определения расчетного срока службы трубопроводов с нефтепродуктами находим разность между рассчитанной толщиной стенки трубы минус отбраковочная толщина стенки трубы.

Проведем расчет срока службы по формуле:

$$T_{\text{Сталь20С}} = \frac{\delta_{\text{расчетн}} - \delta_{\text{отбрак}}}{V_{\text{коррозии}}} \quad (40)$$

Где:

$\delta_{\text{расчетн}}$ – расчетная толщина стенки трубопровода, мм;

$\delta_{\text{отбрак}}$ – отбракованная толщина стенки трубопровода, мм;

$V_{\text{коррозии}}$ – скорость коррозии металла, мм/год.

Однако для сравнения срока службы двух сталей, необходимо рассчитать толщину стенки промышленного трубопровода для стали 20С по алгоритму расписанному в пункте 4.1

$$\delta_H = \frac{n \cdot P \cdot D_H}{2(R_1 + n \cdot P)} \quad (1)$$

Таблица 20 – механические свойства проката «Сталь 20С»

Предел текучести, $\sigma_{0,2}$, МПа	Временное сопротивление разрыву, σ_B , МПа	Относительное удлинение при разрыве, δ_5 , %	Относительное сужение, ψ , %
>245	>410	>25	>55

R_1 – расчетное сопротивление растяжению, определяется по формуле:

$$R_1 = \frac{R_1^H \cdot m}{k_1 \cdot k_H} = \frac{410 \cdot 0,99}{1,4 \cdot 1,1} = 263,6 \text{ МПа} \quad (2)$$

$$\delta_H = \frac{n \cdot P \cdot D_H}{2(R_1 + n \cdot P)} = \frac{1,1 \cdot 4,5 \cdot 10^6 \cdot 0,159}{2 \cdot (263 \cdot 10^6 + 1,1 \cdot 5,5 \cdot 10^6)} = 0,00187 \text{ м} = 1,87 \text{ мм}$$

При наличии продольных осевых сжимающих напряжений толщину стенки следует определять из условия:

$$\delta = \frac{n \cdot P \cdot D_H}{2(R_1 \cdot \psi_1 + n \cdot P)} = 3,1 \text{ мм} \quad (3)$$

$$\psi_1 = \sqrt{1 - 0,75 \cdot \left(\frac{|\sigma_{прN}|}{R_1}\right)^2} - 0,5 \cdot \frac{|\sigma_{прN}|}{R_1} = 0,6 \quad (4)$$

$$\sigma_{прN} = -\alpha \cdot E \cdot \Delta t + \mu \cdot \frac{n \cdot P \cdot D_H}{2\delta_H} \quad (5)$$

$$\sigma_{прN} = -1,2 \cdot 10^{-5} \cdot 2,06 \cdot 10^{11} \cdot 106,6 + 0,3 \cdot \frac{1,1 \cdot 4,5 \cdot 10^6 \cdot 0,159}{2 \cdot 0,002} = -103,94 \text{ МПа}$$

$$\Delta t_{(+)} = \frac{\mu \cdot R_1}{\alpha \cdot E} = \frac{0,3 \cdot 263,7}{1,2 \cdot 10^{-5} \cdot 2,06 \cdot 10^5} = 32 \text{ град} \quad (6)$$

$$\Delta t_{(-)} = \frac{(1-\mu) \cdot R_1}{\alpha \cdot E} = \frac{(1-0,3) \cdot 263,7}{1,2 \cdot 10^{-5} \cdot 2,06 \cdot 10^5} = 74,6 \text{ град} \quad (7)$$

Расчетную толщину стенки округляем до **4** мм согласно предусмотренного государственными стандартами и техническими условиями

					Расчетная часть	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		82

Однако допускаем 2 мм запаса на коррозионные процессы и возьмем толщину стенки 6 мм

Рассчитаем толщину отбраковки трубопровода из стали «Сталь20С»:

$$\frac{R_2^H * m_2}{R_1^H * m} = \frac{245}{410 * 0,9} = 0,66 \quad (8)$$

Если $\frac{R_2^H * m_2}{R_1^H * m} \leq 0,75$, то

$$t_{отб(Северкор)} = \frac{n * P * \alpha * D_H}{2 * (0,9 * R_2^H * m_2 + n * P)} = \frac{1,1 * 5,6 * 1 * 0,159}{2 * (0,9 * 245 * 1 + 1,1 * 5,6)} = 0,0022 = 2,2 \text{ мм} \quad (41)$$

Отбраковочная толщина 2,2 мм

Теперь можно рассчитать срок службы трубопроводов:

$$T_{\text{Сталь20С}} = \frac{\delta_{\text{расчетн}} - \delta_{\text{отбрак}}}{V_{\text{коррозии}}} = \frac{3,1 - 2,2}{0,043} = 20 \text{ лет}$$

Так как на данный момент ОПИ стали «Северкор» на коррозионную устойчивость проводилось мало, имеется информация только о скорости коррозии 0,008 мм/год, которые проводились в байпасной линии с пластовой водой, однако предлагаю увеличить показания скорости коррозии до более реальных показаний в 0,02 мм/год, тогда получим:

$$T_{\text{Северкор}} = \frac{\delta_{\text{расчетн}} - \delta_{\text{отбрак}}}{V_{\text{коррозии}}} = \frac{2,63 - 1,3}{0,02} = 66,5 \text{ лет}$$

Вывод по разделу:

Произведенные расчеты трубопровода из стали «Северкор» на прочность и устойчивость говорят о возможности использования данной марки стали, так как все проверки пройдены.

Расчетный срок службы при заданных условиях эксплуатации марки стали «Северкор» приблизительно равняется 66,5 лет, в то время как у марки «Сталь20С» 20 лет, что говорит о высоком потенциале в использовании материала стали «Северкор» в качестве строительного для промышленных трубопроводах, так как срок службы больше в 3,325 раз чем у трубопровода из «Сталь20С».

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

Обучающемуся:

Группа	ФИО
2БМ12	Тудегешев Виталий Ренатович

Школа	Инженерная школа природных ресурсов	Отделение школы (НОЦ)	Отделение нефтегазового дела
Уровень образования	Магистратура	Направление/специальность	Надежность и безопасность объектов транспорта и хранения углеводородов

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

1. <i>Стоимость ресурсов научного исследования (НИ): материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих</i>	Оценка стоимости материально-технических, энергетических, финансовых ресурсов при выполнении работ по прокладке промышленного нефтепровода.
2. <i>Нормы и нормативы расходования ресурсов</i>	ГОСТ Р 55990-2014 Месторождения нефтяные и газонефтяные. Промысловые трубопроводы. Нормы проектирования СНиП 2.05.06-85* (с Изменениями N 1, 2, 3).
3. <i>Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования</i>	Налоговый кодекс Российской Федерации (1 часть) ФЗ №146 от 31.07.1998 в ред. от 28.03.2023 Налоговый кодекс Российской Федерации (2 часть) ФЗ №117 от 05.08.2000 в ред от 28.04.2023

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

1. <i>Оценка коммерческого и инновационного потенциала НТИ</i>	Обоснование применения методов повышения надежности промышленных трубопроводов.
2. <i>Планирование процесса управления НТИ: структура и график проведения, бюджет, риски и организация закупок</i>	Оценка и расчет земляных и строительно-монтажных работ при прокладке промышленного трубопровода.
3. <i>Определение ресурсной, финансовой, экономической эффективности</i>	Расчет основных затрат, необходимых для проведения прокладки промышленного нефтепровода.

Перечень графического материала

1. Структура затрат по категориям при прокладке магистрального трубопровода.

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Профессор ОНД	Шарф И.В.	д.э.н., доцент		

Задание принял к исполнению обучающийся:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ12	Тудегешев Виталий Ренатович		

4 Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение

В рамках выполнения настоящей работы предлагается провести техническое перевооружение действующего стального нефтесборного коллектора из «Сталь20» на новую коррозионностойкую сталь марки «Северкор».

В данном разделе приводится расчет стоимости работ при техническом перевооружении действующего нефтесборного коллектора одного из месторождений Томской области.

4.1 Анализ условий, необходимых для расчета

Работы по сооружению нового стального трубопровода марки «Северкор» выполняются в одном техническом коридоре с действующим стальным. Затраты, связанные с последующим демонтажем стального трубопровода, не учитываются в расчетах.

Трасса трубопровода проходит от кустовой площадки (КС№6) на месторождении до установки подготовки нефти (УПН). Длина трассы составляет 7,1 км.

Таблица 21 – Исходные данные

Параметр	Значение
диаметр наружный, мм	159
толщина стенки, мм	8
Длина, км	7,1
Количество стыков, шт	592
Марка стали	07ХНД «Северкор» Плавка 1704911-К52

					Повышение надежности промышленных трубопроводов месторождений северной части Томской области			
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дат	Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Лит.	Лист	Листов
Разраб.	Тудегешев В.Р						85	142
Руковод.	Антропова Н.А.					Отделение нефтегазового дела Группа 2БМ12		
Рук. ООП	Шадрина А.В.							

Таблица 22 – Исходные данные по грунтам

Категория грунта	Вид грунта	Плотность грунта, кг/м ³	Число ударов плотномера ДорНИИ	Коэффициент разрыхления, К _р	Удельное сопротивление резанию, кПа
3	Крепкий суглинок, глина средней крепости влажная или разрыхленная, аргиллиты и алевролиты	1600-2000	9-16	1,3	100-160
	Песок	1300	-	1,17	

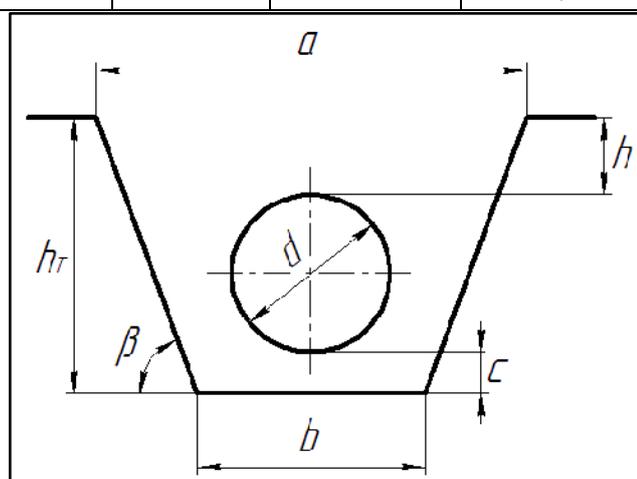


Рисунок 22 – Поперечный профиль траншеи трубопровода

- Ширина траншеи: ширина траншеи по дну при диаметрах стеклопластиковых трубопроводов до 450 мм рассчитывается по формуле:

$$B = DN + 300 \text{ мм}, \quad (1)$$

$$B = 159 + 300 = 459 \text{ мм}.$$

- Глубина траншеи:

$$h_{\text{т}} = DN + h + C, \quad (2)$$

где h – глубина заглубления трубопровода, согласно [2,3] для газонефтепроводов, прокладываемых в болотистой местности, при отсутствии проезда автотранспорта составляет 0,6 м;

C – толщина подсыпки из гравия, равная 0,2 м, согласно [1].

$$h_{\text{т}} = 159 + 600 + 200 = 959 \text{ мм}.$$

- Профиль траншеи принимаем трапецеидальным (рисунок 22).

Крутизна откосов траншеи для рассматриваемого грунта составляет 1:0,5 согласно таблице 23.

Таблица 23 – Крутизна откосов.

№ п.п.	Виды грунтов	Крутизна откоса (отношение его высоты к заложению) при глубине выемки, м, не более		
		1,5	3,0	5,0
1.	Насыпные неслежавшиеся	1:0,67	1:1	1:1,25
2.	Песчаные	1:0,5	1:1	1:1
3.	Супесь	1:0,25	1:0,67	1:0,85
4.	Суглинок	1:0	1:0,5	1:0,75
5.	Глина	1:0	1:0,25	1:0,5
6.	Лессовые	1:0	1:0,5	1:0,5

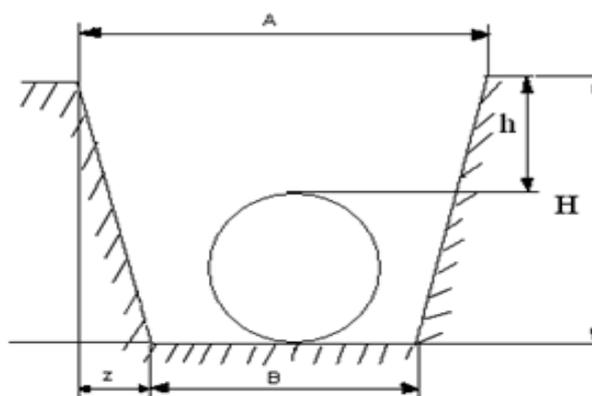


Рисунок 23 – Упрощенный профиль траншеи

Другие параметры траншеи определяются согласно рисунку 23:

$$z = \frac{A-B}{2}, \quad (3)$$

где B – ширина траншеи по дну, м;

A – длина основания трапеции, м;

z – ширина откоса траншеи.

- Длина основания трапеции:

Длину основания траншеи определим по формуле:

$$A = 2 \cdot z + B. \quad (4)$$

Составим пропорцию:

$$\frac{h_T}{z} = \frac{1}{0,5}, \quad \frac{959}{z} = \frac{1}{0,5},$$

$$z = 479,5 \text{ мм.}$$

Таким образом, длина основания траншеи:

$$A = 2 \cdot 479,5 + 459 = 1418 \text{ мм.}$$

- Площадь поперечного сечения трапециевидальной траншеи:

$$S_{\text{сечен}} = \frac{B+A}{2} \cdot h_{\text{т}}, \quad (5)$$

где $h_{\text{т}}$ – глубина траншеи, м;

B – ширина траншеи по дну, м;

A – длина основания трапеции, м.

$$S_{\text{сечен}} = \frac{0,459+1,418}{2} \cdot 0,959 = 0,9 \text{ м}^2.$$

4.2 Расчет объемов и стоимости грунта, необходимого для засыпки

Площадь поперечного сечения гравийной подложки:

Длина основания трапеции подложки (определяется аналогично длине основания трапеции всей траншеи):

$$A_{\text{п}} = 2 \cdot z_{\text{п}} + B. \quad (6)$$

Составим пропорцию:

$$\frac{C}{z} = \frac{1}{0,5}, \quad \frac{200}{z} = \frac{1}{0,5},$$

$$z_{\text{п}} = 100 \text{ мм,}$$

$$A_{\text{п}} = 2 \cdot 100 + 459 = 659 \text{ мм.}$$

Далее, площадь поперечного сечения гравийной подложки определим по формуле:

$$S_{\text{сечен.подл}} = \frac{B+A_{\text{п}}}{2} \cdot C, \quad (7)$$

$$S_{\text{сечен.подл}} = \frac{0,459+0,659}{2} \cdot 0,2 = 0,11 \text{ м}^2.$$

Необходимый объем гравия для подложки:

$$V_{\text{гр}} = S_{\text{сечен.подл}} \cdot L, \quad (8)$$

где L – длина участка трубопровода, равная 7,1 км.

$$V_{\text{гр}} = 0,11 \cdot 7100 = 781 \text{ м}^3.$$

Объем грунта в целике:

$$V_{\text{земли}} = S_{\text{сечен}} \cdot L, \quad (9)$$

$$V_{\text{земли}} = 0,9 \cdot 7100 = 6390 \text{ м}^3.$$

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата
------	------	----------	---------	------

Фактический объем земляных работ на объекте:

$$V_{\text{фактич.работ}} = K_p \cdot V_{\text{земли}}, \quad (10)$$

где K_p – коэффициент разрыхления грунта принимаем $K_p = 1,3$ согласно исходным данным.

$$V_{\text{фактич.работ}} = 1,3 \cdot 6390 = \text{м}^3 = 8,3 \text{ тыс. м}^3.$$

Стоимость необходимого привозного гравия для подложки:

Цена кубического метра гравия фракции 5-20 мм для устройства подложки под трубопровод без учета доставки составляет 1200 рублей.

Таким образом, стоимость 781 м³ гравия для отсыпки подложки 7,1 км трубопровода: $1200 \cdot 781 = 937200$ руб.

Для засыпки траншеи после укладки трубопровода используется ранее разработанный грунт из отвалов.

4.3 Расчет необходимой техники и затрат на топливо

Для расчета затрат на топливо, а также объемов работ на объекте, необходимо рассчитать количество единиц техники.

Время, затраченное на копание траншеи, определим исходя из норм времени на земляные работы.

Норма времени на разработку грунта 100 м³ 3 категории при устройстве траншей гидравлическими одноковшовыми экскаваторами, оборудованными обратной лопатой с вместимостью ковша 1,1 м³ составляет 2,2 маш-ч.

Необходимое количество экскаваторов:

Техническая производительность одноковшовых экскаваторов определяется по формуле:

$$П_{\text{ТХ}} = \frac{3600 \cdot q \cdot K_n}{t_{\text{ц}} \cdot K_p}, \quad (11)$$

где q – вместимость ковша, м³ (таблица 24);

K_n – коэффициент наполнения ковша для влажной глины принимаем 1,5 (таблица 2);

$t_{\text{ц}}$ – продолжительность цикла, ч.

Таблица 24 – Технические характеристики экскаватора KOMATSU PC300-7.

Параметр	Значение
Вместимость ковша, м ³	1,1
Габариты:	
Длина, мм	6980
Ширина, мм	3190
Высота, мм	3400
Тип ходового устройства	гусеничный
Скорость передвижения, км/ч	5,5
Мощность двигателя, л.с.	245
Управление механизмами	гидравлическое
Глубина копания, мм	6355
Масса экскаватора, т	30,8
Давление на грунт, кгс/см ²	0,63
Продолжительность цикла	15

Таблица 25 – Максимальные значения коэффициента наполнения K_н.

Наименование грунтов	Коэффициент наполнения K _н для одноковшовых экскаваторов	
	Прямая и обратная лопата	Драглайн
Песок и гравий влажные	1,15 - 1,23	1,10 - 1,20
Суглинок сухой	1,05 - 1,12	0,80 - 1,00
Суглинок влажный	1,20 - 1,32	1,15 - 1,25
Глина средняя	1,08 - 1,18	0,98 - 1,06
Глина влажная	1,50	1,18 - 1,28
Глина тяжелая	1,00 - 1,10	0,95 - 1,00

Таким образом, техническая производительность экскаватора:

$$P_{ТХ} = \frac{3600 \cdot 1,1 \cdot 1,5}{15 \cdot 1,3} = 305 \frac{\text{м}^3}{\text{ч}}$$

Эксплуатационная производительность определяется по формуле:

$$P_{Э} = P_{ТХ} \cdot K_{У} \cdot K_{В}, \quad (12)$$

где K_У – коэффициент, зависящий от уровня квалификации машиниста экскаватора, принимаем 0,98;

K_В – коэффициент использования экскаватора в смену, принимаем 0,75 (при отгрузке в отвал).

Таким образом, эксплуатационная производительность:

$$Пэ = 305 \cdot 0,98 \cdot 0,75 = 224 \frac{м^3}{ч}$$

Количество часов работы экскаватора:

$$t = \frac{V_{\text{фактич.работ}}}{Пэ}, \quad (13)$$

$$t = \frac{8300}{224} = 37 \text{ ч.}$$

Исходя из нормы времени на разработку грунта 100 м³ 3 категории при устройстве траншей гидравлическими одноковшовыми экскаваторами, оборудованными обратной лопатой с вместимостью ковша 1,1 м³ составляющей 2,2 маш-ч., количество часов работы экскаватора:

$$t_{\text{норм}} = \frac{V_{\text{фактич.работ}} \cdot 2,2}{100}, \quad (14)$$

$$t_{\text{норм}} = \frac{8300 \cdot 2,2}{100} = 182,6 \text{ ч.}$$

Так как количество часов работы при одном используемом экскаваторе KOMATSU PC300-7 уже меньше чем нормативное число часов, то для выполнения работ достаточно одного экскаватора.

Рассчитаем необходимое количество бульдозеров:

Таблица 26 – Технические характеристики бульдозера Komatsu D375A-5

Параметр	Значение
Мощность, кВт	391
Масса бульдозера, кг	49800
Объем отвала, м ³	18,5
Ширина отвала, мм	4695
Высота отвала, мм	2265
Подъем отвала, мм	1660
Угол резания, град	55,6

Найдем объем призмы волочения по формуле:

$$V = \frac{(H - h)^2 \cdot B \cdot K_{\text{пот}}}{2 \cdot \text{tg} \varphi_0 \cdot K_p}, \quad (15)$$

где $K_{\text{пот}}$ – коэффициент, учитывающий потери грунта в процессе перемещения призмы, определяется по формуле:

$$K_{\text{пот}} = 1 - 0,005 \cdot L_{\text{п}}, \quad (16)$$

$L_{\text{п}} = 25$ м – расстояние, на которое перемещается грунтовая призма;

φ_0 – угол естественного откоса грунта, для глины примем равным 50° ;

B – ширина отвала, м;

h – средняя толщина стружки, определяется: $0,1 \cdot H$, где H – высота отвала.

$$K_{\text{пот}} = 1 - 0,005 \cdot 25 = 0,875,$$

$$V = \frac{(1,125 - 0,1125)^2 \cdot 4,695 \cdot 0,875}{2 \cdot 1,19 \cdot 1,3} = 1,36 \text{ м}^3.$$

Найдем длину пути резания грунта по следующей формуле:

$$L_p = \frac{0,5 \cdot H^2}{\tan \varphi_0 \cdot h}, \quad (17)$$

$$L_p = \frac{0,5 \cdot 1,125^2}{1,19 \cdot 0,1125} = 4,73 \text{ м}.$$

Продолжительность работы машины за один цикл t складывается из следующих отрезков времени:

$$t = \sum t_i = t_p + t_n + t_{\text{з.х}} + t_{\text{нн}} + t_0, \quad (18)$$

где $t_{\text{нн}}$ – время переключения передач (6 - 8 с.), примем равным 6 с.;

t_0 – время опускания отвала (2 – 4 с.), примем равным 2 с.;

t_p – время выполнения процессов резания;

t_n – время перемещения грунта;

$t_{\text{з.х}}$ – время обратного хода.

Рассчитаем оставшиеся значения:

$$t_p = \frac{3,6 \cdot L_p}{V_p}; t_n = \frac{3,6 \cdot L_n}{V_n}; t_{з.х.} = \frac{3,6 \cdot (L_p + L_n)}{V_{о.х.}}. \quad (19)$$

где $V_p = 2-6$ км/ч - скорость движения при резании бульдозера, примем равным 6 км/ч;

$V_n = 4-8$ км/ч - скорость движения при перемещении бульдозера, примем равным 8 км/ч;

$V_{о.х.} = 5-10$ км/ч - скорость движения при обратном ходе бульдозера, примем равным 10 км/ч.

Значения скоростей выбраны наибольшими из предложенных, так как квалификация машиниста – высокая.

$$t_p = \frac{3,6 \cdot 9,52}{6} = 5,71 \text{ с,}$$

$$t_n = \frac{3,6 \cdot 24}{8} = 10,8 \text{ с,}$$

$$t_{о.х.} = \frac{3,6 \cdot 33,52}{10} = 12,07 \text{ с,}$$

$$t = 5,04 + 10,8 + 11,66 + 6 + 2 = 36,58 \text{ с.}$$

Производительность бульдозера при резании и перемещении грунта:

$$P_{р.п.} = \frac{3600 \cdot V \cdot K_n \cdot K_y}{t \cdot K_p}, \quad (20)$$

где K_n – коэффициент использования бульдозера по времени 0,85-0,9, примем равным $K_n = 0,85$;

K_y – коэффициент, учитывающий влияние уклона местности на производительность бульдозера, равен 0,5.

$$P_{р.п.} = \frac{3600 \cdot 5,52 \cdot 0,85 \cdot 0,5}{36,58 \cdot 1,3} = 178 \frac{\text{м}^3}{\text{ч}}.$$

					Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		93

Производительность бульдозера при планировочных работах (разравнивании грунта):

$$P_{\text{раз}} = \frac{3600 \cdot L \cdot (B \cdot \sin\varphi - b_1) \cdot K_{\text{и}}}{n \cdot \left(\frac{L}{V_p} + t_{\text{пов}}\right)}, \quad (21)$$

где L – длина планируемого участка, равна 173 км;

b_1 – величина перекрытия прохода, составляет 0,5 м;

n – число проходов по одному месту (1-2), примем равным 1;

V_p – рабочая скорость движения бульдозера при резании (1,67 м/с);

$t_{\text{пов}}$ – время поворота бульдозера (10 с).

$$P_{\text{раз}} = \frac{3600 \cdot 20000 \cdot (4,695 \cdot 1 - 0,5) \cdot 0,85}{1 \cdot \left(\frac{20000}{1,67} + 10\right)} = 21420 \text{ м}^2/\text{ч}.$$

Для определения количества единиц техники при выполнении процессов резания и перемещения грунта необходимо определить объем работ $V_{\text{рез}}$ и $V_{\text{пл}}$:

$$V_{\text{рез}} = L \cdot L_{\text{п}} \cdot h \cdot K_p, \quad (22)$$

$$V_{\text{пл}} = L \cdot B_{\text{п}}, \quad (23)$$

где $B_{\text{п}}$ – ширина строительной полосы, для земель несельскохозяйственного назначения, отводимых для одного трубопровода для Ду 150 будет равным 25 м;

L – длина строительной полосы, $L = 7,1$ км;

h – толщина срезаемого слоя грунта (0,3...0,5 м), примем равным 0,3 м.

$$V_{\text{рез}} = 7100 \cdot 25 \cdot 0,3 \cdot 1,3 = 69225 \text{ м}^3,$$

$$V_{\text{пл}} = 7100 \cdot 25 = 177500 \text{ м}^2.$$

Нормы времени по разработке и перемещения 100 м³ грунта используемым бульдозером составляют 0,29 маш-ч.

Нормы времени по расчистке 1000 м² площади используемым бульдозером составляют 1,3 маш-ч.

Необходимое время для выполнения работ составит:

$$t_{\text{необх.рез}} = \frac{69225}{100} \cdot 0,29 = 200,8 \text{ часов}, \quad (24)$$

$$t_{\text{необх.пл}} = \frac{177500}{1000} \cdot 1,3 = 230,8 \text{ часов}. \quad (25)$$

Необходимая производительность:

$$P_{\text{рез}} = \frac{V_{\text{рез}}}{t_{\text{необх.рез}}} = \frac{69225}{565,5} = 122,4 \frac{\text{м}^3}{\text{ч}}, \quad (26)$$

$$P_{\text{пл}} = \frac{V_{\text{пл}}}{t_{\text{необх.пл}}} = \frac{177500}{650} = 273 \frac{\text{м}^2}{\text{ч}}. \quad (27)$$

Необходимое количество бульдозеров:

$$n_{\text{рез}} = \frac{P_{\text{рез}}}{P_{\text{р.п.}}} = \frac{122,4}{178} = 0,68 \rightarrow 1, \quad (28)$$

$$n_{\text{пл}} = \frac{P_{\text{пл}}}{P_{\text{раз}}} = \frac{273}{21420} = 0,013 \rightarrow 1. \quad (29)$$

Таким образом, для выполнения работ необходимо 1 бульдозер.

Необходимое количество техники и затраты на нее:

Таблица 27 – Необходимое количество техники и затрат на неё

	Бульдозер Komatsu D375A-5	Экскаватор Komatsu PC300-7
Время работы, ч	200,8	37
Количество машин	1	1
Расход топлива, л/час.	79,5	23,1
Цена 1л ДТ в Томской области, руб.	54,79	
Необходимо топлива, л.	10563,6	854,7
Затраты на ДТ, руб.	600695	52308
Итого, руб.	631087	

4.4 Затраты на оплату труда

Техническое обслуживание трубопровода ведется на севере Томской области.

Надбавки к заработной плате представлены в таблице 28:

Таблица 28 – Надбавки к заработной плате работника

Надбавка	Коэффициент
Районный коэффициент	1,7
Северная надбавка	1,5

Рассчитаем количество работников, необходимых для технического перевооружения промышленного трубопровода и затраты на их заработную плату.

Работа ведется в две смены по 8 часов. Состав бригады каждой из смен следующий: 2 монтажника, экскаваторщик, бульдозерист, водитель, мастер.

Таким образом, состав всех работников, задействованных на объекте, следующий: 4 монтажника, 2 экскаваторщика, 2 бульдозериста, 2 водителя, 2 мастера.

Время работы каждой смены составляет 44 часа. Общее время работы же указано в таблице 29.

Таблица 29 – Расчет затрат на ЗП работников

Профессия	Количество	Тарифная ставка, руб./час	Время на проведение мероприятия, ч.	Тарифный фонд ЗП, руб.	Сев. и рай. коэф. 50%+70%	Заработная плата с учетом надбавок, руб.
Мастер	2	165	100	33000	39600	72600
Монтажник	4	102	100	40800	48960	89760
Экскаваторщик	2	84	30	5040	6048	11088
Бульдозерист	2	84	100	16800	20160	36960
Водитель	2	74	100	14800	17760	32560
Итого	12			110440	132528	242968

4.5 Затраты на страховые отчисления

Затраты на страховые взносы в Фонд пенсионного и социального страхования, фонд обязательного медицинского страхования, а также на страхование от

несчастных случаев на производстве представлены в пункте 2.3 приложения А.

Рассчитывая затраты на страхование от несчастных случаев на производстве и профессиональных заболеваний, выбираем класс I с тарифом 0,2% для транспортирования по трубопроводам нефти и газа (код по ОКВЭД – 49.50.21).

Таким образом, затраты на страховые отчисления составляют **1765830** руб.

4.6 Оценка экономической эффективности

Оценка экономической эффективности является ключевым этапом в расчете, при котором определяются индекс доходности капитальных вложений, срок окупаемости, чистый дисконтированный доход.

Таблица 30 - Эксплуатационные показатели

Показатели	ед. из	Σ	Год			
			2023	2024	2025	2026
1. Среднегодовая транспортировка нефти	млн. т	72	0	8,0	8,0	8,0
2. Накопленная транспортировка нефти	млн. т	360	0	8	16	24
3. Эксплуатационные затраты, в том числе:	млн. руб.	177	0	19,849	19,811	19,774
3.1 Амортизационные отчисления	млн. руб.	15	0	1,7	1,7	1,7
4. Капитальные вложения	млн. руб.	43	42,563	0	0	0
5. Тариф на транспортировку нефти	руб./тыс.т км		778	778	778	778

Выручка от применяемой технологии за 3,5 года составит 155 млн. руб., при этом отчисления в федеральный бюджет составят 21 млн. руб, а чистая прибыль достигнет 74 млн. руб.

Таблица 31 – Экономические показатели

Операционная деятельность						
Показатели	Ед. изм.	Σ	Значения по годам			
			2023	2024	2025	2026
1. Выручка	млн. руб.	155	0	51,758006	51,758006	51,758006
2. Текущие затраты	млн. руб.	62	0	20,7898	20,7591	20,7284
3. Валовая прибыль	млн. руб.	93	0	30,9682	30,9989	31,0296
4. Налог на имущество	млн. руб.	2	0	0,7374	0,7067	0,6760
5. Налог на прибыль (20 %)	млн. руб.	19	0	6,1936	6,1998	6,2059
6. Итого налоги	млн. руб.	21	0	6,9311	6,9065	6,8819
7. Чистая прибыль	млн. руб.	74	0	24,7745	24,7991	24,8237

Таблица 32 - Финансовые показатели

Финансовые показатели проекта						
Показатели	Ед. изм.	Σ	Год проекта			
			0	1	2	3
			Год календарный			
			2023	2024	2025	2026
Денежный поток	млн. руб.	90,0197	-34,9169	31,1973	31,2218	31,2464
Накопленный денежный поток	млн. руб.	47,6144	-34,9169	-3,7196	27,5022	58,7487
Чистый дисконтированный доход (ЧДД) (i = 15 %)	млн. руб.	12,2516	-34,9169	-7,7888	15,8194	36,3644
Внутренняя норма доходности (ВНД, ВНР)	%	81,09%				
Срок окупаемости (простой)	годы	2,2				
Срок окупаемости (дисконтированный)	годы	2,4				
Индекс доходности капитальных вложений	доли ед.	3,27				
Ставка дисконтирования					i	0,15

Инвестиции окупаются на третий год. Также данный проект предусматривает получение видимой финансовой прибыли, что наблюдается по индексу доходности.

				Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение		Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		
					98	

Вывод по разделу:

В результате выполнения работы были определены основные экономические показатели, необходимые для прокладки промышленного трубопровода из композитного материала. Выручка по проекту за 4 года составила порядка 155 млн. руб., при сумме выплаченных налогов – 21,07 млн. руб. и капитальных вложениях 34,52 млн. в первый год.

Согласно проведенным расчетам, данный проект является экономически эффективным. Срок окупаемости составил 3 года.

					Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		99

ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»

Обучающемуся:

Группа 2БМ12		ФИО Тудегешев Виталий Ренатович	
Школа	Инженерная школа природных ресурсов	Отделение (НОЦ)	ОНД
Уровень образования	магистратура	Направление/специальность	21.04.01 Нефтегазовое дело

Тема ВКР:

Повышение надежности промысловых трубопроводов месторождения северной части Томской области	
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:</i> промысловые трубопроводы месторождения северной части Томской области; <i>Область применения:</i> система сбора и подготовки нефти месторождений; <i>Рабочая зона:</i> полевые условия; <i>Количество и наименование оборудования рабочей зоны:</i> трубоукладчики, экскаватор, бульдозер, трубопроводная арматура и фасонные изделия; <i>Рабочие процессы, связанные с объектом исследования, осуществляющиеся в рабочей зоне:</i> земляные работы, укладка защитного кожуха и трубопровода, монтаж и соединение труб.</p>
Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:	
<p>1. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности <u>при разработке проектного решения:</u></p> <ul style="list-style-type: none"> – специальные (характерные при эксплуатации объекта исследования, проектируемой рабочей зоны) правовые нормы трудового законодательства; – организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны. 	<ul style="list-style-type: none"> – Трудовой кодекс Российской Федерации от 30.12.2001 N 197-ФЗ (ред. от 27.12.2018); – Федеральный закон № 116-ФЗ «О промышленной безопасности опасных производственных объектов» от 21.07.1997; – ГОСТ 12.2.049-80 ССБТ. Оборудование производственное. Общие эргономические требования; – ГОСТ 12.2.033-78 ССБТ. Рабочее место при выполнении работ стоя. Общие эргономические требования.
<p>2. Производственная безопасность <u>при разработке проектного решения:</u></p> <ul style="list-style-type: none"> – Анализ выявленных вредных и опасных производственных факторов – Расчет уровня опасного или вредного производственного фактора 	<ul style="list-style-type: none"> – <i>Вредные факторы:</i> отклонение показателей микроклимата рабочей зоны; повышенная концентрация вредных веществ в рабочей зоне; превышение уровня шума; – <i>Опасные факторы:</i> движущиеся машины и механизмы; наличие оборудования, работающего под высоким напряжением; взрывоопасность и пожароопасность; – <i>Требуемые средства коллективной и индивидуальной защиты от выявленных факторов:</i> защитные ограждения, специальная одежда и обувь, рукавицы, перчатки, каска, противосумные наушники, защитные очки, респираторы, противогазы; – <i>Расчет электробезопасности.</i>
<p>3. Экологическая безопасность <u>при разработке проектного решения</u></p>	<p><i>Воздействие на селитебную зону:</i> снятие плодородного почвенного слоя при разработке</p>

	<p>траншеи прокладываемого трубопровода, при сооружении площадных объектов;</p> <p><i>Воздействие на литосферу:</i> нарушение сплошности грунта, аварийные разливы нефти и нефтепродуктов;</p> <p><i>Воздействие на гидросферу:</i> разрушение берегов и русла, загрязнение водных объектов отходами производства;</p> <p><i>Воздействие на атмосферу:</i> выбросы от работы двигателей техники, испарения нефти и выброс нефтепродуктов вследствие разгерметизации трубопроводов.</p>
4. Безопасность в чрезвычайных ситуациях <u>при эксплуатации</u>	<p><i>Возможные ЧС:</i> пожар, наводнение, выброс нефтепродуктов вследствие разгерметизации трубопровода;</p> <p><i>Наиболее типичная ЧС:</i> аварийные разливы нефти и нефтепродуктов.</p>
Дата выдачи задания для раздела по линейному графику	

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Сечин Андрей Александрович	к.т.н.		

Задание принял к исполнению обучающийся:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ12	Тудегешев Виталий Ренатович		

5 Социальная ответственность

В данной магистерской диссертации рассматриваются вопросы, связанные с применением технологий, обеспечивающих повышение надежности промысловых трубопроводов в схеме сбора и подготовки нефти и газа. По мере проведения работ по осуществлению технологии могут применяться специализированная техника, такая как бульдозеры, экскаваторы и трубоукладочные машины. Также могут производиться различные работы по спуску и подъему необходимого оборудования и материалов с помощью автокранов и другого оборудования.

При производстве ремонтных работ на нефтепроводах важнейшей задачей является соблюдение правил и требований производственной и экологической безопасности. Соответственно, целью данного раздела является анализ вредных и опасных производственных факторов, которые возникают при эксплуатации нефтепровода.

5.1 Правовые нормы трудового законодательства

Промысловые трубопроводы в большинстве случаев находятся на значительном удалении от населенных пунктов. Значительная часть персонала на объектах транспортировки нефти работают вахтовым методом. За каждый день нахождения в пути от места нахождения работодателя (пункта сбора) до места выполнения работы и обратно, предусмотренные графиком работы на вахте, а также за дни задержки в пути по метеорологическим условиям или вине транспортных организаций работнику выплачивается дневная тарифная ставка, часть оклада (должностного) за день работы (дневная ставка). Если объект располагается в районах Крайнего Севера или местностях, приравненных к ним, то устанавливается районный коэффициент,

					Повышение надежности промысловых трубопроводов месторождений северной части Томской области			
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дат				
Разраб.	Тудегешев В.Р				Социальная ответственность	Лит.	Лист	Листов
Руковод.	Антропова Н.А						102	142
Рук. ООП	Шадрина А.В.					Отделение нефтегазового дела Группа 2БМ12		

выплачиваются процентные надбавки к заработной плате, предусматриваются дополнительные отпуска.

В соответствии с законодательством на работах с вредными и или опасными условиями труда, а также на работах, связанных с загрязнением, работодатель обязан бесплатно обеспечить выдачу сертифицированных средств индивидуальной защиты согласно действующим типовым отраслевым нормам бесплатной выдачи работникам спецодежды, спец. обуви и других средств индивидуальной защиты в порядке, предусмотренном «Правилами обеспечения работников специальной одеждой, специальной обувью и другими средствами индивидуальной защиты», или выше этих норм в соответствии с заключенным коллективным договором или тарифным соглашением

Продолжительность ежедневной работы (смены) для работников, занятых на работах с вредными и (или) опасными условиями труда, где установлена сокращенная продолжительность рабочего времени, максимально допустимая продолжительность ежедневной работы (смены) не может превышать:

- при 36-часовой рабочей неделе - 8 часов;
- при 30-часовой рабочей неделе и менее - 6 часов.

Коллективным договором может быть предусмотрено увеличение продолжительности ежедневной работы (смены) по сравнению с продолжительностью ежедневной работы (смены), установленной частью второй настоящей статьи для работников, занятых на работах с вредными и (или) опасными условиями труда, при условии соблюдения предельной еженедельной продолжительности рабочего времени (часть первая статьи 92 настоящего Кодекса) и гигиенических нормативов условий труда, установленных федеральными законами и иными нормативными правовыми актами Российской Федерации.

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. 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. 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.

5.2 Производственная безопасность

При строительстве и эксплуатации промышленных трубопроводов в рабочей зоне могут возникнуть различные вредные и опасные факторы. Для определения тех или иных факторов необходимо воспользоваться ГОСТ 12.0.003-2015. В таблице 33 приведены возможные вредные и опасные факторы при строительстве и эксплуатации промышленных трубопроводов.

Таблица 33 - Возможные вредные и опасные факторы при строительстве и эксплуатации промышленных трубопроводов.

Наименование видов работ	Факторы (ГОСТ 12.0.003-2015)		Нормативные документы
	Вредные	Опасные	
1	2	3	4
Строительство и эксплуатация промышленных трубопроводов рабочей зоны в условиях болот	Физические		
		Движущиеся машины и механизмы производственного оборудования	ГОСТ 12.2.003-91
		Электрический ток	ГОСТ 12.1.030-81 ССБТ ГОСТ 12.1.038-82 ССБТ

Продолжение таблицы 33

		Пожаро и взрывоопасность в рабочей зоне	ГОСТ 12.1.010-76 ССБТ ПБ 03-576-2003 32 ФЗ №123 от 22.07.2013 г
	Повышенные уровни шума		ГОСТ 12.1.003-2014
	Недостаточная освещенность рабочей зоны		ГОСТ 12.1.046-2014
	Биологические		
	Повреждения в результате контакта с животными, насекомыми, пресмыкающимися		ГОСТ 12.1.008-78 ССБТ

Повышенные уровни шума

Шум может создаваться работающими транспортом и оборудованием (кранами-трубоукладчиками, экскаватором, шлиф. машинкой). Шум способствует ухудшению условий труда, оказывает неблагоприятное влияние на человеческий организм. Воздействие шума на человека может быть различным: затрудняется разборчивость речи, вызываются у человека необратимые процессы изменения органа слуха, повышается утомляемость. В соответствии с ГОСТ 12.1.003-2014 уровень шума в рабочей зоне не должен превышать 80 дБА, а при значениях уровня шума свыше 135 дБА запрещено даже кратковременное нахождение в рабочей зоне. В случае превышения предельно допустимых норм шума работники должны обеспечиваться средствами индивидуальной защиты органов слуха: противошумными вкладышами и шлемами, противошумными наушниками.

Недостаточная освещенность рабочей зоны

Недостаточная освещенность повышает риски получения травм рабочими, а также возникновения ситуаций, связанных с развитием хронических заболеваний со зрением.

Освещенность рабочей зоны осуществляется с помощью естественного и искусственного освещения. В дневное время освещенность в основном будет осуществляться естественным освещением, в ночное время – искусственным освещением. Работы по обустройству траншей и котлованов должны выполняться при равномерном освещении и освещённостью не менее 2 лк в соответствии с ТОИ Р-45-066-97. Грузоподъёмные операции выполнять при освещённости не менее 5 лк, а при работе ручным и механизированным способом не менее 10 лк в соответствии с ГОСТ 12.3.009-76. Основными мероприятиями по снижению воздействия будут являться использование прожекторов и дополнительного освещения от спецтехники.

Движущиеся машины и механизмы производственного оборудования

При строительстве и эксплуатации промысловых трубопроводов, на территории проведения работ сконцентрировано высокое количество спецтехники и механизмов. Источником возникновения данного фактора, являются движущиеся механизмы спецтехники. Воздействие движущихся машин и механизмов может привести к следующим негативным последствиям: травмы высокой степени, вплоть до летального исхода.

В соответствии с ГОСТ 12.4.103-83 и ГОСТ 12.2.003-91 основными средствами защиты будут являться каска, перчатки, очки и специальная обувь, а также ограждение территории проведения работ.

Повреждения в результате контакта с животными, насекомыми, пресмыкающимися

При проведении работ в летнее время возникает опасность получения травм работников в результате их взаимодействия с насекомыми, пресмыкающимися и животными. Данное взаимодействие может привести к инфекционным заболеваниям или раздражениям кожного покрова.

Электрический ток

Источником поражения током является: электрические провода, вспомогательное оборудование работающие от электричества.

					Социальная ответственность	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		106

Электрический удар – это возбуждение живых тканей током, сопровождающееся сокращением мышц. Электрический ток, проходя через организм человека, оказывает на него сложное действие, включая термическое, электролитическое и биологическое.

Безопасность при работе обеспечивается применением различных технических и организационных мер в соответствии со ГОСТ 12.1.030- 81. ССБТ:

Пожаро- и взрывоопасность в рабочей зоне

Причиной возникновения пожара на практике считают непосредственное возникновение огня, т.е. источника зажигания. Действительно, в производственных условиях горючее вещество в виде газов, нефтяных паров и окислителя - кислорода воздуха есть всегда, но технологические процессы протекают нормально, без пожара. Пожар возникает при появлении источника зажигания. Воздействием данного фактора являются ожоги, травмы в результате взрыва, смерть.

5.3 Обоснование мероприятий по защите персонала предприятия от действия опасных и вредных факторов

Повышенные уровни шума

К основным методам борьбы с шумом относят:

- Снижение уровня шума в источнике его возникновения;
- Снижение шума на пути распространения звука;
- Разумное размещение оборудования;
- Использование средств индивидуальной защиты;
- Соблюдение режима труда и отдыха.

Недостаточная освещенность рабочей зоны

Подходы и проезды к строительной площадке, рабочие места, участки проведения работ в темное время суток должны быть достаточно освещены. Освещенность должна быть равномерной, без ослепляющего действия осветительных приборов на рабочих. При проведении сварочно-монтажных

работ на рабочих местах в темное время суток необходимо применять стационарные светильники напряжением 220 В во взрывозащищенном исполнении, подвешенные на высоте не менее 2,5 м. Напряжение переносных светильников не должно превышать 12 В.

Электрический ток

Безопасность при работе обеспечивается применением различных технических и организационных мер в соответствии со ГОСТ 12.1.030- 81. ССБТ:

- Установка оградительных устройств;
- Изоляция токопроводящих частей и её непрерывный контроль; согласно ПУЭ сопротивление изоляции должно быть не менее 0,5 - 10 Ом·м;
- Защитное заземление, использование знаков безопасности и предупреждающих плакатов.

Движущиеся машины и механизмы производственного оборудования

Для снижения воздействия данного вредного фактора возможно:

- проведение работ с применением спецтехники и спецоборудования в присутствии ответственного за безопасное проведение работ;
- применение только исправного и пригодного для безопасного производства работ оборудования.

Пожаро- и взрывоопасность в рабочей зоне

Для безопасной деятельности на рабочем месте в соответствии с ГОСТ Р 52350.29.2-2010 ввели понятия нижний концентрационный предел распространения пламени (НКПРП) и верхний концентрационный предел распространения пламени (ВКПРП). Данные понятия обозначают, что взрывоопасная газовая среда не образуется, при объемных долях горючего

					Социальная ответственность	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		108

газа или пара в воздухе ниже или выше определенного значения соответственно. С целью обеспечения взрывопожаробезопасности для всех веществ установлена предельно- допустимая взрывобезопасная концентрация (ПДВК), составляющая 5% величины НКППП.

Повреждения в результате контакта с животными, насекомыми, пресмыкающимся

Основными средствами защиты от насекомых, животных и пресмыкающихся в соответствии с ГОСТ 12.4.103-83 являются:

- Средства индивидуальной защиты (каска, перчатки, очки, специальная обувь с высокими рантами);
- Ограждение территории производства работ.

Также в качестве мероприятий по снижению воздействия фактора возможно:

- Проведение целевого инструктажа;
- Использование средств индивидуальной защиты (препараты для дезинфекции, уничтожения вредных насекомых и клещей с помощью химических и биологических средств);
- Проведение работ в местах обитания диких животных в составе не менее 2-х рабочих.

5.4 Расчет количества аварийных выбросов опасных веществ, участвующих в создании поражающих факторов на промышленном трубопроводе

Количество продукта, которое может вытечь из дефектного отверстия при аварии, является вероятностной функцией, зависящей от следующих случайных параметров:

- Места расположения и площади дефектного отверстия;

- Продолжительности утечки с момента возникновения аварии до остановки перекачки (от нескольких минут при крупных разрывах и нескольких дней при мелких, которые трудно зафиксировать приборами);
- Времени прибытия дежурного персонала и времени выполнения мер до полного прекращения истечения продукта.

Расчет количества продукта, вытекшего из аварийных участков трубопровода, производится в три этапа:

Первый – истечение продукта с момента повреждения до остановки перекачки;

Второй – истечение продукта из трубопровода с момента остановки перекачки до закрытия арматуры;

Третий – истечение продукта из трубопровода с момента закрытия арматуры до прекращения утечки.

Общий объем аварийного выброса жидкости и газа составляет:

$$V = V_1 + V_2 + V_3 \quad (1)$$

где V_1 – объем аварийного выброса жидкости и газа в напорном режиме (первый этап);

V_2 – объем аварийного выброса жидкости и газа в безнапорном режиме (второй этап);

V_3 – объем аварийного выброса жидкости и газа с момента закрытия арматуры до прекращения утечки (третий этап).

Для выявления наибольшего экологического ущерба, наибольшей степени поражения персонала, обслуживающего промышленные трубопроводы, расчет произведен на полный разрыв трубы в точке, приведенной в таблице 34.

Таблица 34 - Точка полного разрыва трубы

Наименование трассы	Точка А, 216 метров от врезки вантузного узла
Промысловый трубопровод Z	т.А, ПК68+87

Объем аварийного выброса жидкости и газа V_1 , вытекшей из трубопровода за интервал времени τ_1 , с момента возникновения аварии до остановки перекачки, определяется из выражения:

$$V_1 = \omega_1 * \tau_1 \quad (2)$$

где ω_1 – объемный расход нефти и газа, м³/с:

$$\omega_1 = \frac{Q}{24*3600} \quad (3)$$

где Q – суточный расход нефти и газа на рассматриваемом участке, м³/сут.

Время τ_1 при разрыве трубопровода на полное сечение принимается равным 5 минутам (300 с) – за это время произойдет отключение добывающих скважин кустовой площадки по блокировке от падения давления.

Объем аварийного выброса жидкости и газа V_2 , вытекающего в безнапорном режиме, зависит от высотного положения места аварийного разрыва.

$$V_2 = \omega_2 * \tau_2 \quad (4)$$

где τ_2 – время до выравнивания напора в трубопроводе, с:

где ω_2 – объемный расход нефти и газа для данного режима истечения, м³/с.

$$\omega_2 = \mu * f * \sqrt{2gh}$$

где μ – безразмерный коэффициент расхода с учетом сопротивления грунта;

f – площадь аварийного отверстия, м²;

g – ускорение свободного падения, м²/с;

h – напор в аварийном отверстии, м:

$$h = Z_i - Z_m - h_T - h_a \quad (5)$$

где Z_i – геодезическая отметка самой высокой точки профиля рассматриваемого участка трубопровода;

Z_m – геодезическая отметка в точке разрыва трубы;

h_T – глубина заложения трубопровода;

h_a – напор, создаваемый атмосферным давлением,

$$h_a = 10 \text{ м вод. ст.}$$

Объем аварийного выброса жидкости и газа V_3 , вытекающего с момента закрытия арматуры до прекращения утечки из участков трубопровода, прилегающих к аварийному отверстию и находящихся выше по отношению к нему, находится из выражения:

$$V_3 = \frac{\pi \cdot d^2}{4} * L \quad (6)$$

где L – длина прилегающих к аварийному отверстию участков трубопровода, с которых нефть поступает к месту разрыва самотеком, м.

Расчетные значения сведены в таблицу 35.

Таблица 35 - Расчетные значения выбросов при реализации аварии на трубопроводе

Аварийная точка	Суточный расход жидкости (нефти)/газа, м ³ /сек	Длина прилегающих участков, находящихся выше точки разрыва, м	«Гильотинный» разрыв трубы			
			Объем вытекшей жидкости (нефти)/газа в напорном режиме V_1 , м ³	Объем вытекшей жидкости (нефти)/газа в безнапорном режиме V_2 , м ³	Объем вытекшей жидкости (нефти)/газа из прилегающих участков трубопровода V_3 , м ³	Общий объем вытекшей жидкости (нефти)/газа V , м ³
т. А, ПК68+87	0,3	6887	90	-	117	207
Примечание - плотность нефти, 830,5 кг/м ³ , плотность газа - 0,645 кг/м ³						

Расчет количества паров нефти

При создании поражающих факторов при аварии на полный разрыв трубы при пожаре пролива участвует вылившаяся при разрыве нефть, при

					Социальная ответственность	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		112

взрыве парогазового облака ПГО участвуют пары вылившейся при разрыве трубы нефти (m_n).

Количество паров пролитой нефти (m_n), кг, определяется на основе методики, утвержденной приказом МЧС РФ №404 от 10.07.2009 г., из выражения:

$$m_n = W * F * T \quad (6)$$

где W – интенсивность испарения, $\text{кг} \cdot \text{с}^{-1} \cdot \text{м}^{-2}$;

F – площадь испарения, м^{-2} ;

T – продолжительность поступления паров в окружающую среду, с.

Время испарения принимается равным времени полного испарения жидкости, но не более 3600 с.

Интенсивность испарения определяется по формуле:

$$W = 10^{-6} * \eta * \sqrt{M_{\text{п}}} * P_{\text{н}} = 10^{-6} * \sqrt{44} * 66 = 0,000442 \text{ кг} \cdot \text{с}^{-1} \cdot \text{м}^{-2}$$

где $P_{\text{н}} = 66,7$ кПа – давление насыщенных паров нефти;

M – молярная масса паров нефти (по пропану), г/моль, $M_{\text{п}} = 44$ г/моль.

Площадь первичного загрязнения и глубина проникновения в грунт существенно зависят от структуры и свойств грунта, но в общем случае возможно использование приближенной оценки. Для расчетов используется методика РД 13.020.00-КТН-148-11 «Методическое руководство по оценке степени риска аварий на магистральных нефтепроводах и нефтепродуктопроводах».

Согласно приложению Ж РД 13.020.00-КТН-148-11, толщину слоя разлива нефти допускается принимать равной 0,2 м при проливе на неспланированную грунтовую поверхность. Расчетные значения количества паров нефти пролитой нефти сведены в таблицу 36.

					Социальная ответственность	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		113

Таблица 36 - Расчетные значения количества паров нефти

Аварийные точки по трассе трубопровода	Высота слоя нефти при гильотинном разрыве $h_{сл}$, м	Площадь разлива нефти, м ²	Количество паров нефти m_n , кг
т.А, ПК1+15,86	0,04	2,9	4,615

Основными мероприятиями по снижению воздействия данного опасного фактора будут являться:

- Контроль газовой смеси газоанализаторами;
- Исключение причин возникновения пожаров или взрывов;
- Применение оборудования во взрывобезопасном исполнении;
- Соблюдение правил пожарной безопасности в рабочей зоне.

5.5 Экологическая безопасность

Строительство и эксплуатация промышленных трубопроводов оказывает влияние на окружающую среду.

Источниками воздействия на земли при производстве работ являются: демонтажные работы; устройство временных отвалов грунта; передвижение строительной техники; устройство проездов; загрязнение территории отходами производства.

Источниками неорганизованных выбросов в воздух являются: автотранспорт при перевозке строительных материалов и рабочих; работающие строительные машины и механизмы; земляные работы; работа дизельной электростанции; изоляционные работы; сварочные работы.

Негативное воздействие на поверхностные и подземные воды может произойти при выполнении следующих работ: движение строительной техники; заправка техники; слив воды при использовании в производственных целях.

В таблице 37 сведены вредные воздействия на окружающую среду при строительстве и эксплуатации промышленных трубопроводов, а также мероприятия по их устранению.

Таблица 37 – Вредные воздействия на окружающую среду и природоохранные мероприятия при проведении дополнительного дефектоскопического контроля в условиях болот

Компоненты окружающей среды	Вредные воздействия	Природоохранные мероприятия
Атмосфера	Загрязнение воздушной среды: превышение уровня предельной допустимой концентрации (300 мг/м ²) паров нефти и газов.	Соблюдение правил выполнения работ в охранной зоне нефтепроводов; Осуществление своевременного вывоза отходов и мусора с площадки производства работ на санкционированный полигон; Выполнение требований по запрету мойки машин и механизмов на строительной площадке; Исключение применения в процессе реконструкции веществ, строительных материалов, не имеющих сертификатов качества РФ.
Вода и водные ресурсы	Загрязнение водной поверхности нефтепродуктами, бытовым мусором. ПДК: 0,3 мг/л для нефтепродуктов.	Соблюдение правил выполнения работ в охранной зоне нефтепроводов; Осуществление своевременного вывоза отходов и мусора с площадки производства работ на санкционированный полигон; Выполнение требований по запрету мойки машин и механизмов на строительной площадке;
Земля и земельные ресурсы	Загрязнение почвы нефтепродуктами, химическими реагентами. Уничтожение и повреждение почвенного слоя, сельхозугодий и других земель. ПДК: 0,05 мг/кг -0,1мг/кг для химических реагентов.	Своевременная уборка мусора и отходов; Вывоз, уничтожение и захоронение остатков нефтепродуктов; Проезд строительной техники - только в пределах полосы отвода земель; Соблюдение нормативов отвода земель.

5.6 Безопасность в чрезвычайных ситуациях

Чрезвычайная ситуация – внешне неожиданная, внезапно возникающая обстановка, характеризующаяся резким нарушением установившегося

процесса или явления и оказывающая значительное отрицательное воздействие на жизнедеятельность людей, функционирование экономики, социальную сферу, и природную среду.

Чрезвычайные ситуации классифицируют по двум основным признакам: по причинам возникновения, по масштабу распространения и по скорости распространения. К первому признаку можно отнести:

- стихийные бедствия (землетрясения, оползни, ураганы, снежные заносы, грозы, ливни и др.);
- техногенные катастрофы (аварии на энергетических, химических, биотехнологических объектах, транспортных коммуникациях при перевозке разрядных грузов, продуктопроводах и т.д.);
- антропогенные катастрофы (катастрофические изменения биосферы под воздействием научно-технического прогресса и хозяйственной деятельности);
- социально-политические конфликты (военные, социальные).

Классификация по масштабу распространения с учетом тяжести последствий:

- локальные;
- муниципальные;
- межмуниципальные;
- региональные;
- межрегиональные;
- федеральные.

К третьему признаку относится темп распространения:

- внезапные;

- быстро распространяющиеся;
- умеренные;
- «ползучие» катастрофы.

При строительстве и эксплуатации промышленных трубопроводов возможно возникновение следующих чрезвычайных ситуаций:

- Техногенного характера (производственная авария);
- Природного характера (наводнения, ураганные ветры);
- Экологического характера (превышение ПДК вредных примесей в атмосфере).

Чаще всего распространена ЧС техногенного характера. В результате возникновения ЧС возможен неконтролируемый разлив нефти и нефтепродуктов из трубопровода, что увеличивает риск возникновения пожара или взрыва. Это может привести к человеческим жертвам.

Для уменьшения вероятности возникновения ЧС необходимо:

- Своевременно проводить с сотрудниками инструктажи по охране труда и промышленной безопасности;
- Внедрения высокоэффективных методов защиты от коррозии;
- Производить тщательный контроль состояния газовой смеси в рабочей зоне переносными газоанализаторами типа СГГ;
- Строго соблюдать технологический регламент по эксплуатации технологических сооружений, правил и инструкций по эксплуатации оборудования.

Случаи возникновения ЧС, которые могут привести к пожару или взрыву, приведены в таблице 38.

Таблица 38 - Виды возможных аварий, а также действия оперативной бригады при возникновении аварии

Вид аварии (нарушения)	Условия опасные для людей и окружающей среды	Действия персонала
Разрыв и трещины по основному металлу труб, по продольным и кольцевым сварным швам	Разлив нефти, пары нефти, загазованность	1) Оперативная бригада находится в распоряжении ответственного руководителя, выполняет все его задания; 2) Отсечение поврежденного участка, согласно мероприятиям 3) Помощь в установке заглушек для отсечения участка, затем поступает в распоряжение газоэлектросварщика. 4) Проведение сварочные работы
Возгорание	Высокая температура, продукты горения	1) Находится в распоряжении ответственного руководителя, выполняет все его задания 2) Отсечение поврежденного участка, согласно мероприятиям 3) Приступают к ликвидации очага возгорания до прибытия караула ПЧ 4) Ликвидирует очаг возгорания

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата

Социальная ответственность

Лист

118

Выводы по разделу

В результате выполнения данного раздела выпускной квалификационной работы были рассмотрены основные вредные и опасные факторы при строительстве и эксплуатации промышленных трубопроводов и предложены мероприятия по снижению их воздействия на рабочего. Также был проведен анализ экологической безопасности и безопасности в чрезвычайных ситуациях, в соответствии с которыми были предложены мероприятия по их устранению на производстве. В дополнение были представлены правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности рабочих, так как люди и их безопасность на производстве являются наиважнейшей задачей для всех видов деятельности, особенно в нефтегазовой отрасли.

					Социальная ответственность	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		119

Заключение

В результате проведенного исследования были рассмотрены основные причины отказов промышленных трубопроводов на данном месторождении. Анализ отказов показывает, что причиной порывов трубопроводов различные.

По сравнению с Российскими показателями надежность на [REDACTED] месторождении ниже. Отказы нефтепроводов, водоводов высокого давления на данном месторождении по причинам можно свести к следующему: некачественная сталь трубопроводов, некачественная сборка(сварка), дефекты изоляции, коррозия.

Был произведен расчет промышленного трубопровода из стальных труб марки «Северкор» и традиционной марки «Сталь20С». В ходе выполнения данной выпускной работы был произведен технико-экономический расчет и была доказана конкурентоспособность данного технического решения.

Проанализированы мероприятия по охране окружающей среды и охране труда. Было выявлено, что при производстве работ по замене опасного участка, работники сталкиваются с большим числом опасных и вредных факторов.

					Повышение надежности промышленных трубопроводов месторождений северной части Томской области			
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дат				
Разраб.		Тудегешев В.Р			Заключение	Лит.	Лист	Листов
Руковод.		Антропова Н.А					120	142
Рук. ООП		Шадрина А.В.				Отделение нефтегазового дела Группа 2БМ12		

Список использованной литературы

1. Тимонин В. А. Техничко-экономические аспекты проблемы коррозии // Анतिकор–Гальваносервис: Труды Международной научно-практической конференции. — Москва: ООО «Недра–Бизнесцентр», 2007. — С. 54-57.
2. Мазур И. И. Безопасность трубопроводных систем / И. И. Мазур, О. М. Иванцов. — М: Недра, 2004. — 700 с.
3. Байков И.Р., Кузнецова М.И., Китаев С.В. Повышение эффективности использования оборудования в нефтяной отрасли//Транспорт и хранение нефтепродуктов и углеводородного сырья. 2013. №2. С.18-20.
4. Антоненко А. А., Шайдаков В. В., Людвиницкая А. Р. Исследования параметров полимерной армированной трубы // Территория Нефтегаз. 2013. №9. URL: <https://cyberleninka.ru/article/n/issledovaniya-parametrov-polimernoy-armirovannoy-truby> (дата обращения: 25.05.2023).
5. Родомакин А.Н. Совершенствование технологии монтажа нефтепромысловых трубопроводов без применения сварки: автореф... дис. кан. тех. наук. – Уфа.: 2010. – 28 с
6. Воробьев А.А., Артюшкин В.Н., Давыдов Ю.М. Эмалированный трубопровод – надежная защита от коррозии // Нефтяное хозяйство. – 1993. – № 6. – С. 32
7. Кичигина Н.А. РЕЗУЛЬТАТЫ ОПЫТНО-ПРОМЫСЛОВЫХ ИСПЫТАНИЙ ТРУБ ИЗ ЭКСПЕРИМЕНТАЛЬНОЙ СТАЛИ «СЕВЕРКОР» ПРОИЗВОДСТВА ПАО «СЕВЕРСТАЛЬ»// Инженерная практика. 2021. № 10
8. Бикмасов Роман Георгиевич ПРОБЛЕМЫ ПРИМЕНЕНИЯ ПОЛИМЕРНО-АРМИРОВАННЫХ ТРУБ НА ОБЪЕКТАХ ПРОМЫСЛОВЫХ НЕФТЕГАЗОПРОВОДОВ // Вопросы развития современной науки и техники. 2021. №1. URL:

					Список используемой литературы	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		121

<https://cyberleninka.ru/article/n/problemy-primeneniya-polimerno-armirovannyh-trub-na-obektah-promyslovyh-neftegazoprovodov>
(дата обращения: 25.05.2023).

9. Трубопроводы СПТ [Электронный ресурс] // ООО НПП «Завод стеклопластиковых труб» — URL: <https://zst.ru/products/truboprovody/> (дата обращения: 23.05.2023).
Российской Федерации // Научно-технический сборник «ВЕСТИ ГАЗОВОЙ НАУКИ», С-12
10. Медведева М.Л., Мурадов А.В., Прыгаев А.К. Коррозия и защита магистральных трубопроводов и резервуаров: Учебное пособие для вузов нефтегазового профиля. – М.: Издательский центр РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина, 2013. – 48 – 98 с.;
11. Никитенко Е.А., Эдельман Я.М. Монтер по защите подземных трубопроводов от коррозии: учебник для профтехобразования. – Москва.: Недра, 1981. – 256 с.;
12. Виноградова С.С. Комплексная оценка коррозионной агрессивности грунтов участка магистрального нефтепровода / С. С. Виноградова, А. А. Зигангирова, И. А. Щербаков// Вестник технологического университета. 2017. Т.20, №18 – С.30 - 34.;
13. «Северкор» – современный прокат для нефтепромысловых трубопроводов / И.Г. Родионова, А.В. Митрофанов, С.М. Тихонов [и др.] // Инженерная практика. 2017. №12. С. 38-44.
14. Кичигина Н. А, Комиссаров А.А, Ионов С.М, Тихонов С. М, Мазова Е. П, Мишнев П.А, Кузнецов Д. В, ПРОМЫСЛОВЫЕ ИСПЫТАНИЯ ТРУБ ИЗ РУЛОННОГО ПРОКАТА «СЕВЕРКОР» С ПОВЫШЕННОЙ КОРРОЗИОННОЙ СТОЙКОСТЬЮ// Инженерная практика. 2020. № 05-06
15. Патент РФ №2679375. Способ производства низкоуглеродистой стали с повышенной коррозионной стойкостью

16. Современные подходы к повышению коррозионной стойкости и эксплуатационной надежности сталей для нефтепромысловых трубопроводов / И.Г. Родионова, А.И. Зайцев, О.Н. Бакланова [и др.] – М.: Metallurg – издат, 2012, 172 с.
17. Комплексные неметаллические включения и свойства стали / А.И. Зайцев, В.С. Крапошин, И.Г. Родионова [и др.]. – М.: Metallurgizdat, 2015, 276 с.
18. Влияние раскисления на состав неметаллических включений низколегированной стали / Г.В. Серов
19. Агапчев В.И., Виноградов Д.А., Абдуллин В.М. Трубопроводные системы из композиционных материалов в нефтегазовом строительстве // Изв.Вузов. Нефть и газ. 2003.
20. Инструкция по проектированию, строительству и ремонту трубопроводов давлением до 4,0 МПа из полиэтиленовых армированных труб (ПАТ) производства ЗАО «ПОЛИМАК»
21. Земенкова М.Ю. Мониторинг надежности нефтегазового объекта с применением методов системного анализа/ Земенкова М.Ю., Сероштанов И.В., Курушина В.А., Торопов С.Ю., Земенков Ю.Д.// Территория нефте-газ, 2013, №10. - С.80-86
22. J.V.Goddard. Abrasion resistance of piping systems. ADC Technical notes. 2.116.Nov., 1994
23. Ращепкин А.К. Сравнительный анализ композиционных материалов для изготовления труб нефтяной и химической промышленности // Нефтегазовое дело. - Уфа: УГНТУ, 2004.
24. Земенков Ю.Д., Курушина В.А., Вылегжанина А.О., Барменкова В.В., Хайруллина Н.Г. Современный менеджмент и инновационная научно-техническая политика: Монография / Ю.Д. Земенков, В.А. Курушина, А.О. Вылегжанина и др. - Saint-Louis, MO: Publishing House «Science and Innovation Center», 2013. - 80 с.

					Список используемой литературы	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		123

25. Сбор и подготовка нефти и газа: Учебник для студентов высших учебных заведений направления «Нефтегазовое дело» /Земенков Ю.Д. — Москва, 2009
26. К разработке матричной математической модели оценки состояния природно-технической системы. Гульков А.Н., Никитина А.В., Щека О.О. //Известия Самарского научного центра Российской академии наук. 2011. Т. 13. № 1-6. С. 1326-1329.
27. Низкотемпературный трубопроводный транспорт попутного газа совместно с нефтью. Гульков А.Н., Лапшин В. Д., Лебедев А.Ю., Никитина А.В., Васянович Ю.А.//Горный информационно-аналитический бюллетень (научно-технический журнал). 2013. № S3. - С. 36-45.
28. Kurushina V., Zemenkov Y. Innovative cyclical development of the Russian pipeline system // Energy Production and Management in the 21st Century, Vol.2, WIT Press, Southampton, Boston, 2014. — Pp. 881-888. EES
29. "Материалы для теплоизоляционных и гидроизоляционных работ. Попов В.В." - М.: "Высшая школа", 1988
30. Трубы стальные с двухсторонним силикатно-эмалевым покрытием. Технические условия. ТУ 1390-001-01297858-96. Москва, 1996.
31. Трубы стальные с наружным и внутренним силикатно-эмалевым покрытием. Технические условия. ТУ 1308-004-02066613-97. Москва, 1997.
32. СП 36.13330.2012 «Магистральные трубопроводы. Актуализированная редакция СНиП 2.05.06-85*»
33. Отчет о проведении ОПИ ингибитора коррозии [REDACTED] производства АО «НАПОР» на нефтепроводе К.5 [REDACTED] [Электронный ресурс] -

					Список используемой литературы	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		124

cnph-6301-KZ-Tomskaya_neft.pdf (napor.ru) (дата обращения 20.05.2023г.)

34. "Трудовой кодекс Российской Федерации" от 30.12.2001 N 197-ФЗ (ред. от 30.04.2021) - глава 47
35. Федеральный закон "О специальной оценке условий труда" от 28.12.2013 N 426-ФЗ
36. Закон РФ "О государственных гарантиях и компенсациях для лиц, работающих и проживающих в районах Крайнего Севера и приравненных к ним местностях" от 19.02.1993 N 4520-1.
37. ГОСТ 12.1.005-88 ССБТ. Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны.
38. СанПиН 2.2.4.548–96. Гигиенические требования к микроклимату производственных помещений.
39. ГОСТ 12.1.003-2014 ССБТ. Шум. Общие требования безопасности.
40. СанПиН 2.2.4.3359–16. Санитарно-эпидемиологические требования к физическим факторам на рабочих местах.
41. ГОСТ 12.3.009-76 ССБТ. Работы погрузочно-разгрузочные. Общие требования безопасности.
42. ГОСТ 12.2.003-91 ССБТ. Оборудование производственное. Общие требования безопасности.
43. ГОСТ 12.1.030-81 ССБТ. Электробезопасность. Защитное заземление, зануление.
44. ГОСТ 17.1.3.13-86. Охрана природы. Гидросфера. Общие требования к охране поверхностных вод от загрязнений
45. Постановление Правительства РФ от 21 августа 2000 г. N 613 "О неотложных мерах по предупреждению и ликвидации аварийных разливов нефти и нефтепродуктов".

					Список используемой литературы	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		125

Приложение I

Methods to improve field pipeline reliability

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ12	Тудегешев Виталий Ренатович		

Руководитель ВКР

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Антропова Н.А.	к.г.-м.н.		

Консультант-лингвист отделения иностранных языков ШБИП

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Айкина Татьяна Юрьевна	к.ф.н.		

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дат	Повышение надежности промысловых трубопроводов месторождений северной части Томской области	Лит.	Лист	Листов
						Methods to improve field pipeline reliability		
Разраб.		Тудегешев В.Р.						
Руковод.		Антропова Н.А.					126	142
Рук. ООП		Брусник О.В.			Отделение нефтегазового дела Группа 2БМ12			

Introduction

At present the oil and gas industry in Russia is one of the leading industries in the country, as a result, there are acute questions about the ways to solve the problems associated with the occurrence of accidents at the field pipelines. More than 80% of Russian oil pipelines were built over 20 years ago, which is a long time in operation. Besides, many of them were laid underground and do not possess modern anti-corrosion coating.

Every year there are about 70 thousand accidents caused by leaks and subsequent rupture of the pipeline. Information in the form of statistics tells us that in 55% of cases the cause is metal corrosion. Sustainable development reports show that oil companies are puzzled and recognize the problem of corrosion and introduce pipeline reliability improvement programs, which may include increasing in-line diagnostics, replacing pipes, and developing and testing new technologies to protect pipelines from corrosion.

For example, ROSSNEFT has been implementing a pipeline reliability improvement program since 2015 and spent more than 23 billion rubles for this purpose in 2019, which resulted in a 32% reduction in failures. The company plans to reduce pipeline failures from 2020 to 2025 by another 20% compared to 2019.

1 Types of corrosion

Electrochemical Corrosion

Galvanic Corrosion occurs when two dissimilar metals serve as the electrodes in a corrosion cell. The electric potential created between the two metals depends on the difference in their solution potentials. Higher rates of corrosion result from increasing potential differences. Passivation refers to a shielding outer-layer of base material which forms naturally or can be applied as a microcoating in order to better protect alloys from the environment. Galvanic corrosion may also occur between chemically identical metals if they have certain physical differences caused by welding, abrasions, or differential strain [1]. Figure 1 shows a galvanic series in seawater at 25° C. Metals that are widely spaced in this series should not be connected unless it is intentional as is the case with sacrificial anodes.

Metal/ Alloy from most noble (cathodic) to least noble (anodic)
Platinum
Gold
Graphite
Titanium
Silver
Type 316 SS (passive)
Type 304 SS (passive)
Type 410 SS (passive)
Nickel 200 (passive)
Copper alloys (Yellow brass, Al bronze, Si bronze)
Hastealloy B
Nickel 200 (active)
Copper alloys (Munz metal, Mn bronze, naval brass)
Tin
Lead
Type 316 SS (active)
Type 304 SS (active)
Type 410 SS (active)
Cast Iron
Low-carbon steel
Aluminium alloys (5052,3004,3003)
Galvanised steel
Zinc
Magnesium alloys
Magnesium

Figure 1 - Galvanic series in seawater at 25°C

Crevice and Pitting Corrosion

Both crevice and pitting corrosion are examples of localized corrosion that takes place at discrete sites on a metal surface. Localized corrosion is more likely to occur than general corrosion and can lead to more catastrophic results. This is because metal pipes may fail when corrosion is focused on a small area that is often difficult to inspect. Crevice corrosion can be caused by differences in oxygen content or corroding species concentrations and is most intense when chloride is present. Corrosion occurs at a higher rate in the crevice or gap (anode) where the metal goes into solution but does not have access to oxygen. At the cathode, oxygen is reduced to hydroxyl ions. As the oxygen is depleted, chloride ions migrate to the anode and act as a catalyst [2].

Pitting corrosion is similar to crevice corrosion and occurs where a small impurity or defect is present on the metal surface. Deep pits are produced at the

anodic sites that can eventually lead to cracks. Figure 2 shows the effects of pitting corrosion on a metal pipe [3].



Figure 2 - Pitting Corrosion

Stray and Induced Current Corrosion

Since the rate of corrosion is proportional to the current flow, the corrosion of a metal can be caused by electrical currents from outside sources. Sources of these currents in the oil and gas industry may include the grounding of electrical equipment to well equipment and interference from nearby cathodic protection systems or high voltage power transmission lines.

Chemical Corrosion

Hydrogen sulfide (H_2S) is a weak acid when dissolved in water and is corrosive since it is a source of hydrogen ions. Hydrogen sulfide is abundant in oil producing operations and can therefore pose a real threat especially in sour oil and gas fields [4].

The products of sulfide corrosion are iron sulfides (FeS_x) and hydrogen. The formation of molecular hydrogen increases internal stresses and causes hydrogen embrittlement. Failures caused by hydrogen embrittlement are often sudden and catastrophic since no damage is observed during the initial period of exposure to stresses and hydrogen-producing environments. Figure 3 shows the corrosion of the internal surface of casing caused by hydrogen sulfide [5].



Figure 3 - Corrosion of the internal surface of casing by hydrogen sulfide

Carbon Dioxide (CO_2) is also a weak acid in water. CO_2 contributes to corrosion by increasing the acidity in production equipment through the production of H^+ ions. The corrosion product obtained is FeCO_3 (siderite) which can form a protective film under certain conditions. Corrosion pitting occurs when carbonic acid is formed. Figure 4 shows the effect of CO_2 on the corrosion of a gas well tubing and the intense corrosion uphole promoted by water condensation [6].

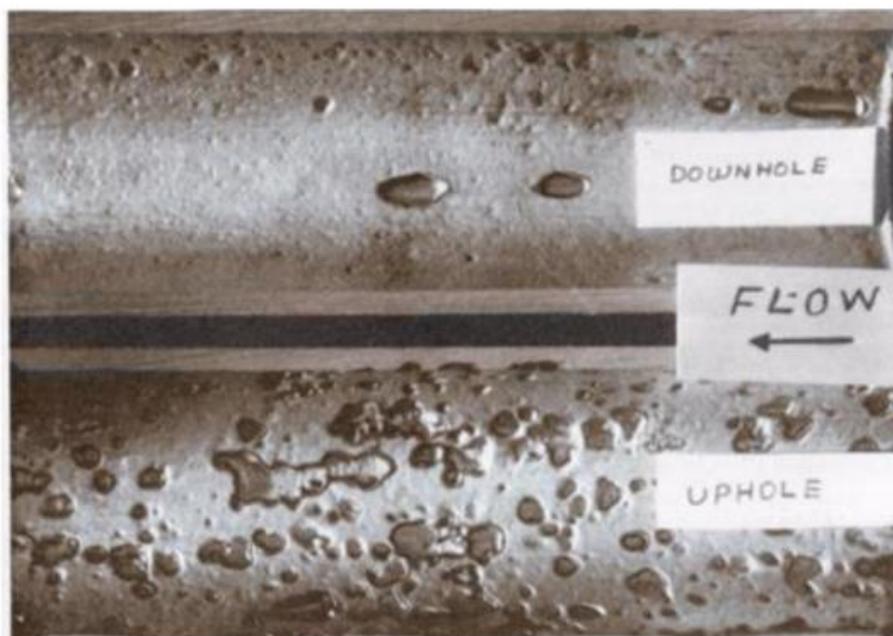


Figure 4 - Gas well tubing corroded by CO_2

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата

Mechanical Corrosion

Erosion is the gradual destruction of the surface of a metal by mechanical action. It can occur upon rubbing, wear, cavitation, or the action of strong gas/liquid currents on a surface. When erosion removes the protective layer of corrosion products, the rate of corrosion increases.

In the oil and gas industry, erosion may occur during drilling or production operations. During the underbalanced drilling of gas wells, erosion can cause a threat within hours if fluid velocities and solid content are high enough. Erosion corrosion can affect production systems when solid particles that are present in corrosive environments damage the inner walls of the tubing

Sulfide Stress Cracking

SSC occurs when H₂S is present in a reservoir and is in contact with high-strength steel used in drilling, completing, and producing wells. The presence of a small quantity of water is sufficient under air-free conditions. The ductility loss due to the movement of atomic hydrogen into the metal lattice in addition to the increase of local internal pressure due to the accumulation of H₂ causes the metal to break and crack (Jones 1992). Therefore, SSC can be classified as a type of hydrogen-induced degradation.

The factors that affect SSC include the partial pressure of H₂S, the stress level, the temperature, and the acidity (pH). The time to failure by SSC is shortest at low temperatures (20 to 40 °C) and increases with the decrease of applied stress.

Stress Corrosion Cracking

SCC is defined as corrosion that is promoted by the presence of tensile stresses. Like corrosion fatigue, it starts at a surface pit. However, its effects (cracking/failure) occur suddenly and the cycles of tensile and compressive forces causing fatigue are not required.

2 Ways to increase the durability of the pipeline

2.1 Polymer composite coatings against Corrosion

Reinforced composite coating technologies have seen significant technological advances over the last 20 years. They are now at the fore front of development in aviation, sports equipment and construction.

A composite is a substance composed of two or more materials in separate phases [7]. Typical composite coating phases are reinforcement and polymers. Reinforcements may include, but are not limited to, fibers such as aramid, graphite, glass, nylon or particles such as ceramic, minerals, metals, quartz. Polymers include materials such as epoxies, phenolics and polyesters. (Fig.5).

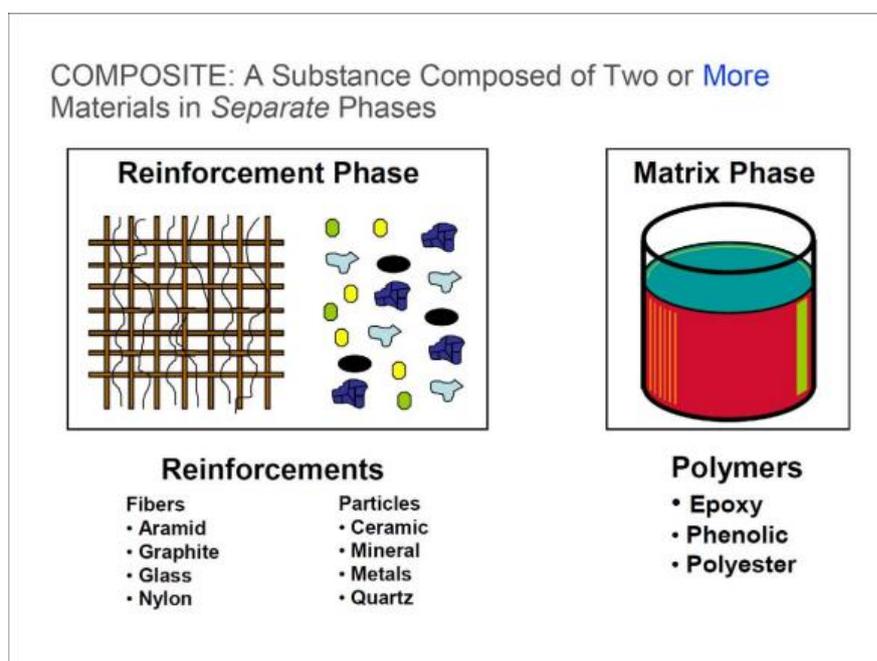


Figure 5 - Diagram showing materials that can be used to formulate a reinforced composite coating.

Metals fail either through structural failure or surface failure. Structural failure is rare. A typical structural failure is a catastrophic physical failure. Actually, the primary cause of metal failure is the weak surface layer that is attacked through the process of corrosion, erosion, abrasion and chemical attack.

Composites can be divided into structural composites and surface composites. Surface composites provide protection from corrosion, erosion, abrasion and chemical attack. Reinforced composite coatings have proven successful to rebuild

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата
------	------	----------	---------	------

and upgrade metal surfaces versus traditional repair methods with unique benefits, in particular, where there is chemical attack, abrasion, severe corrosion, corrosion /erosion, fluid /media flow, temperature or a combination of the above [7].

Reinforced Composites coatings for metal

Recent studies have estimated that the cost of corrosion in developed nations is between 3 to 5% of the country's gross domestic product. The cost due to corrosion issues to industry is a significant economic factor and has far-reaching implications that range from mundane to dramatic. Understanding the various forms and types of corrosion is important in order to be able to provide industry with solutions to corrosion problems. In material transport systems the corrosion/erosion cycle is experienced by all metal components, including stainless steel because all metals form an oxide layer that can be weakly bonded to the surface of the bulk metal. In the continual flow experienced in applications such as pumps, tanks, pipes valves, etc., this oxide layer is constantly washed and worn away. The oxide layer regenerates so the process continues until bulk material is lost, hence resulting in metal loss, and a change of dimensional tolerances as well as an increase in surface roughness [7]. Therefore, replacing worn components with new metallic components will only provide short term improvement as the new metallic components will experience the same corrosion/erosion process. Reinforced composite coating technologies as, non-metallic materials, eliminate the corrosion /erosion cycle and maintain equipment dimensions. (Fig.6)

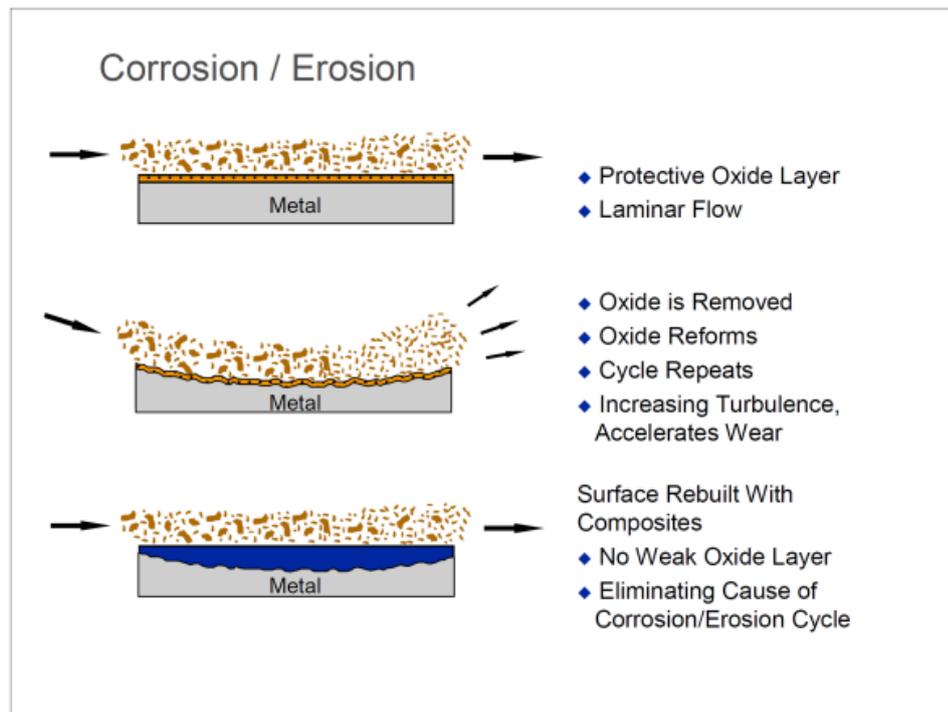


Figure 6 – The ability of reinforced composite coatings to eliminate the corrosion/erosion cycle.

Under-film Corrosion

Many composite systems on the market are considered 100% solids, VOC free with no solvent thinners. Typically, these systems contain typically 2 or more liquid or paste like components that cure through chemical reaction. Solvent containing systems can leave microscopic voids when the solvent evaporates. These voids, if at the metal coating interface, can form corrosion cells. Many coating technologies then experience under-film corrosion, resulting in the loss of large areas of the coating. Reinforced Composite coatings in many cases have the ability to reduce or eliminate this under-film corrosion [7].

Coating adhesion

One of the most common causes of coating failure is coating disbondment. Tensile adhesion testing per ASTM D4541 is a method to measure a coatings resistance to disbondment. Typical coatings adhesive test results can be up to 1000psi. Some composite coatings have recorded results in excess of 4000psi. This adhesive strength in many cases helps composite coatings resist under-film corrosion if there is a holiday or damaged area in the coating.

Coating Permeation

Many new composite coating technologies can be high or low voltage spark tested for pinholes or holidays in the coating. However even though a coating may have no pinholes, permeation of a fluid can take place. Therefore, permeation resistance is critical in applications of immersion or liquid contact. Permeation resistance of composite coatings versus traditional coatings can be tested for various media and temperatures in accordance with NACE Test method TM0196.

Rigorous testing of these coatings must be undertaken to ensure that they can survive in these extreme operating conditions. Testing regimes include autoclave tests at temperatures and pressures matching specific operating conditions in actual operating fields or refineries, with corrosive species included in the tests, and testing to simulate rapid vessel depressurization events.

One of the current trends amongst operators is to consider repairing existing coatings used in vessels as opposed to complete replacement of the complete lining. This approach can make practical and economic sense particularly where only a small percentage of localized damage has occurred to the existing lining and the remaining lining is found to be capable of continuing to provide protection until a suitable time when 8 SPE-193124-MS complete replacement is necessary. In these situations, it is important to ensure that compatible coatings are used for any patch type repairs especially in the areas where the existing and newly applied coatings will overlap. Testing should be done to ensure compatibility exists.

Usually, the shutdown time allowed for these vessel repairs is short and techniques that can save time are invaluable. One such technique that is being used is to make these high-performance coatings available in a two-component cartridge system that allows for fast spray application. These systems provide all of the advantages of a heated plural component airless spray machine but within a simple low-cost easy-to-use hand-held spray gun [7].

As the industry moves forward, and oil and gas extraction comes from increasingly hostile environments, the needs for higher performance materials will continue. Leading manufacturers of high-performance composite coatings are continually researching and developing new products that will increase the

temperature, pressure and corrosion resistance that can be handled by these materials. Oil and gas operators need to collaborate with coating manufacturers to ensure that the requirements of the operators are clearly defined and that new materials are accepted by the industry when they have met rigorous test requirements [7].

2.2 Application of Fiberglass Pipe in Crude Oil Pipelines

The optimum balance between costs and safety of an installed GRP pipe system requires knowledge on strength of piping components, design of the pipe system and installation of this pipe system. More important even is to define and master the correct relation between these three subjects. This approach is described in ISO 14692.

Obviously, the strength of an installed pipe system is largely influenced by the quality level maintained during installation. All efforts related to product qualification and pipe system design will serve no purpose in case the pipe system is incorrectly installed. Experience with GRP pipe systems shows that poor installation is one of the major reasons of pipe system failure during field hydro-testing. Therefore, proper training and certification of contractor personnel is necessary [8].

General guidelines on installation as well as qualification procedures for pipe fitters/jointers, supervisors and inspectors are given in part 4 of ISO 14692. Training and qualification need to be provided in both theoretical and practical means. As part of the training and qualification, the pipe fitter/jointer shall prepare joints (relevant to the project) in accordance with the manufacturer's joint instructions. These joint samples shall successfully pass a hydrostatic initial burst test. The contractor should maintain a register of qualified pipe fitters/jointers. The validity of both training and qualification should be limited time-wise [8].

Project specific instructions, including the output of system design, should be provided in a Site Quality Plan (SQP). The supervisor and the inspector can use this SQP as a benchmark to control the installation of the pipe system.

Certification of contractor personnel in accordance with Part 4 of ISO 14692 is essential. Certification can be provided by the manufacturer or a recognized and specialized certification body.

GRP piping components as used in industry are generally rated by internal pressure. Standards typically describe a pressure rating methodology based on short-term and long-term hydrostatic qualification tests. The pressure rating further involves assumptions about the design life, operating temperature, safety factors and pipeline or piping system design factors. The nominal pressure rating that manufacturers assign to their products can differ from manufacturer to manufacturer, as a result of different assumptions made [8].

The long-term strength of a full-scale pipe, joints and fittings needs to be addressed differently. Short-term tests provide little information on the long-term performance, long-term tests are too costly and time-intensive. Instead, representative products in terms of diameter, pressure and type are pressure tested during 1000 hours in accordance with ASTM D 1598. Again, piping components have to be tested at design temperature or higher. Over a period of 15 years now, this 1000-hour survival test has proven to be a useful procedure to address the long-term strength of full-scale GRP piping [8]. An example of a 1000-hour test on a DN1400 tee is shown in figure 7.

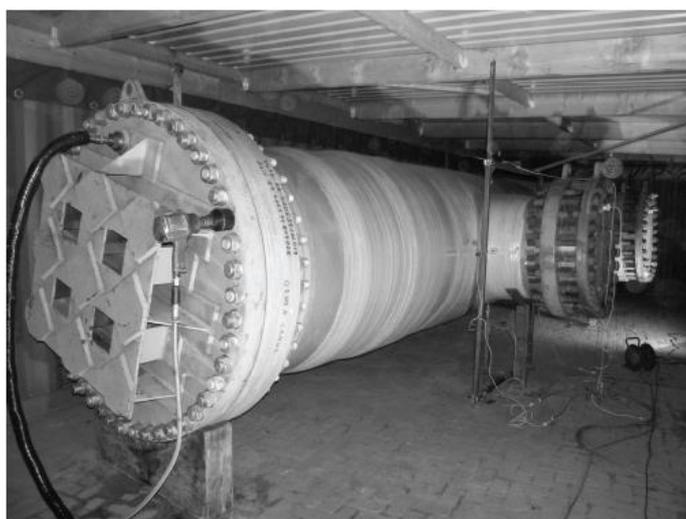


Figure 7 - Example of 1000 hours survival test on PN16 DN1400 x 800 tee

2.3 Corrosion inhibitors application

It is required to understand the corrosion mechanisms to avoid corrosion/failure. This allows applying the correct corrosion mitigation method. In the majority of the cases carbon steel will be recommended as this would be the most cost-effective. But in some situations, there may be a need for high strength or corrosion resistant alloys.

Internal and external corrosion mitigation methods need to be recommended for the pipeline or asset [9].

Internal Mitigation Methods:

The internal corrosion mechanisms seen in oil and gas systems are based on aqueous corrosion caused by soluble corrosive gas. The common corrosive gases are carbon dioxide, hydrogen sulphide and oxygen. In addition to these mechanisms, the corrosion process can be influenced by microorganisms which can accelerate the corrosive gas corrosion rates. For mitigation inhibition, scavenging and biocide treatment can be deployed to reduce the corrosion threat. A simple diagram of how an inhibitor applies a protective layer to a metal surface is shown in Figure 8.

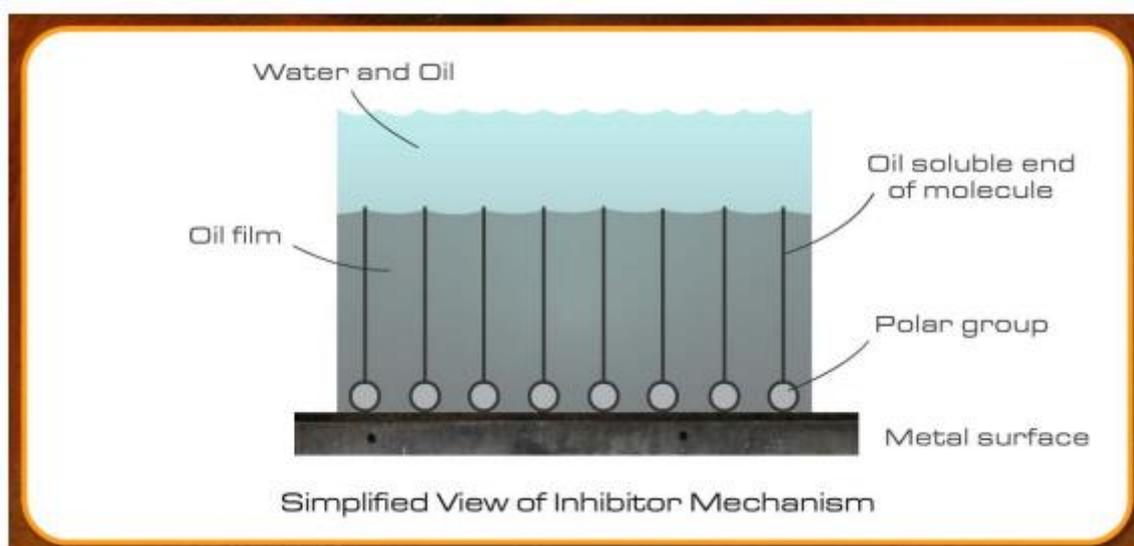


Figure 8 - Schematic showing how inhibitor film a metal surface providing excluding water and offering inhibition by altering both anodic and cathodic reaction processes

Corrosion inhibition is probably the most common form of internal corrosion mitigation used in the oil and gas industry. The method involves the injection of a chemical at a dose in the range of 10 to 1000 parts per million (ppm) continuously

or a batch treatment of inhibitor at 1 to 20%. The inhibitor works by affecting the anodic and/or cathodic electrochemical reaction causing a reduction in the rate of the corrosion processes and therefore corrosion rate. The type and amount of corrosion inhibitor required depends upon how severe the corrosion is in the system which in turn depends upon the conditions [9].

For most systems, it is expected that the corrosion inhibitor used will achieve a corrosion rate of less than 0.1 mm/yr at the recommended dose although in some projects an inhibited rate of less than 0.025 mm/yr is expected to be achieved. The performance of the inhibitor is determined by the formulation of the product which is designed by the chemical vendor to meet the required needs for a project.

Products are generally offered as a mixture of two or three types of products as certain types are effective against CO₂ corrosion while others are effective against H₂S corrosion and these when used with a synergist will give the required performance over a wide range of conditions. Most of the chemicals mentioned here are effective against anaerobic corrosion only [9]. In the event of oxygen being present they are either ineffective or require very large concentration to achieve the required inhibited corrosion rates. In this event the oxygen removal chemicals (scavengers) are preferred to be used, this is the case in water injection systems.

2.4 Cathodic Protection

Cathodic protection, as the name implies, relies on the fact that if you can make a piece of metal cathodic in a corrosion cell this becomes protected while the anode corrodes. Unfortunately, steel (in particular carbon steel) is relatively active metal and therefore will be anodic in most galvanic corrosion cells or on its own the crystal structure and manufacturing processes makes part of the metal anodic (grain boundaries, inclusions) creating corrosion cells causing corrosion. For cathodic protection to work in this situation the steel would need to be made cathodic with respect to another metal or anode. Figure 9 shows how the sacrificial anode method can be deployed to protect a pipeline from external corrosion [9].

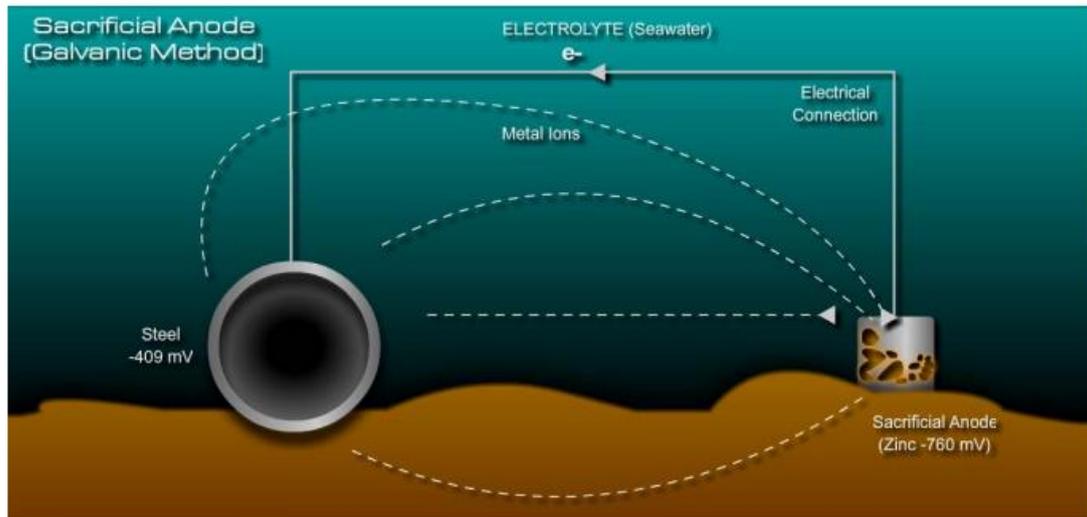


Figure 9 - Cathodic protection system showing how the dissimilar metals produce electric circuit and make the pipeline cathodic to the sacrificial anode.

This can be achieved in two ways: either connecting the steel to another metal which is more reactive and therefore anodic to the steel, or by impressing a current into the system and making the steel cathodic [9]. These two methods are:

- a) The sacrificial anode (galvanic) method;
- b) The impressed current method.

When considering the design of cathodic protection system, the following technical information is required to be considered:

- Detailed information on the pipeline of structure to be protected including external coating;
- Products to be transported and its temperature;
- Required life for the CP system;
- Relevant drawings of the route of the pipelines including existing CP system and the whereabouts of existing structures and pipelines;
- Environmental operating conditions for the CP equipment including the external pipe temperature;
- Topographical details and soil conditions including resistivity;
- Climatic conditions expected;
- The possibility of natural or other man-made current activity;
- Location, route and rating of high voltage overhead and buried power lines;

- Valves and regulating station locations;
- Water, railway and road crossings;
- Casing pipes that will remain after construction;
- Types of pipeline bedding material;
- Types and locations of isolation joints;
- Characteristics of neighboring AC and DC traction systems;
- Types and locations of earthing systems;
- Availability of power supply;
- Soil pH and the presence of bacteria which will cause corrosion;
- Types and locations of neighboring telemetry systems which can be used for remote monitoring.

Conclusion

The oil and gas industry has invested heavily in material and personnel to try to control corrosion. Many electrochemical, chemical and mechanical mechanisms contribute to corrosion and the resulting failure of equipment. The proper choice of materials, protective coatings, chemical inhibitors, and other corrosion control methods can help reduce the rate of corrosion in drilling and production operations. Finally, corrosion monitoring and the implementation of a system-wide corrosion management program is essential for the prevention of potential disasters.

References

1. Jones, L. W. 1992. Corrosion and Water Technology for Petroleum Producers, second edition. Tulsa, Oklahoma: Oil and Gas Consultants International, Inc.
2. Brondel, D., Edwards, R., Hayman, A. et al. 1994. Corrosion in the Oil Industry. Oilfield Review 6 (2): 4 –18.
3. Pawson, R. L. and McWilliams, R. E. 2005. Interference Testing and Bonds, Where Did We Go Wrong? Presented at the NACE Corrosion, Houston, Texas, 3-7 April. NACE-05613.
4. Szykowski, A. J. 2003. Methods of Investigation on Hydrogen Sulfide Corrosion of Steel and Its Inhibitors. Corrosion 59 (1): 68 –81. NACE-03010068.
5. Carter, D. R. and Adams, N. J. 1979. Hydrogen Sulfide in the Drilling Industry. Presented at the SPE Deep Drilling and Production Symposium, Amarillo, Texas, 1-3 April. SPE-7854-MS.
6. De Waard, C. and Lotz, U. 1993. Prediction of CO₂ Corrosion of Carbon Steel. Presented at the NACE Corrosion, New Orleans, Louisiana, 8-12 March. NACE-9369.
7. Borisov, Rumen, Lenehan, Paul, and Nick Wilson. "Advanced Reinforced Polymer Composite Coatings Revolutionize Corrosion and Wear Protection, and Offer Energy Savings in the Oil and Gas Industry." Paper presented at the Abu Dhabi International Petroleum Exhibition & Conference, Abu Dhabi, UAE, November 2018. doi: <https://doi.org/10.2118/193124-MS>
8. Rookus, Kees "Successful Application of Fiberglass Pipe in Crude Oil Pipelines in the Arabian Gulf." Paper presented at the Abu Dhabi International Petroleum Exhibition and Conference, Abu Dhabi, UAE, November 2010. doi: <https://doi.org/10.2118/138477-MS>