TOMSK POLYTECHNIC UNIVERSITY ТОМСКИЙ ПОЛИТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ

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

Инженерная школа Природных ресурсов (ИШПР)
Направление подготовки (специальность) 21.04.01 «Нефтегазовое дело»
Профиль «Надежность газонефтепроводов и хранилищ»
Отделение Нефтегазового дела

МАГИСТЕРСКАЯ ДИССЕРТАЦИЯ

Тема работы
«ПОВЫШЕНИЕ НАДЁЖНОСТИ ПРОМЫСЛОВЫХ ТРУБОПРОВОДОВ МЕСТОРОЖДЕНИЯ СЕВЕРНОЙ ЧАСТИ ТОМСКОЙ ОБЛАСТИ»

УДК 622.692.4-027.45(571.16)

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ71	Голенев А.В.		23.05.2019

Руководитель ВКР

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Крец В.Г.	к.т.н., доцент		23.05.2019

КОНСУЛЬТАНТЫ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Романюк В.Б.	к.э.н., доцент		06.04.2019

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ассистент	Черемискина М.С.	–		06.04.2019

Консультант-лингвист

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Забродина И.К.	к.п.н., доцент		06.04.2019

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

Руководитель ООП	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
	Шадрина А.В.	д.т.н., доцент		06.04.2019

Томск – 2019 г.

TOMSK POLYTECHNIC UNIVERSITY ТОМСКИЙ ПОЛИТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ

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

Инженерная школа Природных ресурсов (ИШПР)
Направление подготовки (специальность) 21.04.01 «Нефтегазовое дело»
Профиль «Надежность газонефтепроводов и хранилищ»
Отделение Нефтегазового дела

УТВЕРЖДАЮ:
Руководитель ООП

_____ _____ Шадрина А.В.
(Подпись) (Дата) (Ф.И.О.)

ЗАДАНИЕ
на выполнение выпускной квалификационной работы

В форме:

магистерской диссертации

Студенту:

Группа	ФИО
2БМ71	Голеневу Анатолию Валерьевичу

Тема работы:

«Повышение надёжности промысловых трубопроводов месторождения северной части Томской области»	
Утверждена приказом директора (дата, номер)	№ 877/с от 05.02.2019

Срок сдачи студентом выполненной работы:	05.06.2019 г.

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:

Исходные данные к работе *(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.).*	Объектом исследования данной дипломной работы является промысловый трубопровод месторорожденя находящееся на севере Томской области. Анализируемый обект имеет непрерывный режим работы. Используемые марки стали трубопроводов СТ20, 09Г2С, 13ХФА. Исследование методов по повышению надежности промысловых трубопроводов.

Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов *(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).*	1. провести анализ физико-географических, инженерно-геологических, климатических и сейсмических условий объекта исследования; 2. провести анализ по отказам промысловых трубопроводов с целью выявить причины их возникновения; 3. рассмотреть способы по повышинею надежности промысловых трубопроводов; 4. финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение; 5. социальная ответственность; 6. формирование выводов о проделанной работе.
Перечень графического материала (с точным указанием обязательных чертежей)	1. Отказы трубопроводов (Рисунок 4.1.1) 2. Возраст нефтепроводов (Рисунок 4.1.2) 3. Возраст ВВД (Рисунок 4.1.3) 4. Отказы нефтепроводов (Рисунок 4.2) 5. Причины отказов нефтепроводов (Рисунок 4.2.1) 6. Отказы ВВД (Рисунок 4.3.1) 7. Причины отказов ВВД (Рисунок 4.3.2) 8. Динамика аварийности (Рисунок 4.3.3) 9. Зависимость отказов трубопроводов от марки стали (Рисунок 4.3.3)

Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы
(с указанием разделов)

Раздел	Консультант
«Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»	Романюк Вера Борисовна
«Социальная ответственность»	Черемискина Мария Сергеевна
«Иностранный язык»	Забродина Ирина Константиновна

Названия разделов, которые должны быть написаны на русском и иностранном языках:

Реферат
Обзор литературы
Введение
Краткая характеристика района
Объект исследования

Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику	

Задание выдал руководитель:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
доцент	Крец В.Г.	к.т.н., доцент		06.04.2019

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ71	Голенев Анатолий Валерьевич		06.04.2019

ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА
«ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ»

Студенту:

Группа	ФИО
2БМ71	Голеневу Анатолию Валерьевичу

Школа	**ИШПР**	**отделение**	**ОНД**
Уровень образования	Магистратура	**Направление/профиль**	21.04.01 «Нефтегазовое дело» Профиль «Надежность газонефтепроводов и хранилищ»

Исходные данные к разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»:	
1. *Стоимость ресурсов научного исследования (НИ): материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих*	*Стоимость материальных ресурсов определялась по средней стоимости по г. Томску;* *стоимость интернета – 360 руб. в месяц.*
2. *Нормы и нормативы расходования ресурсов*	*Учитываются следующие нормы и нормативы оплат труда:* *30 % премии - за отсутствие недостатков в работе* *1,3 районный коэффициент*
3. *Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования*	*Общая система налогообложения с учетом льгот для образовательных учреждений: 27,1% - отчисления во внебюджетные фонды*
Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:	
1. *Оценка коммерческого потенциала, перспективности и альтернатив проведения НИ с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения*	*1.Определение ресурсной (ресурсосберегающей), финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности исследования;* *2.Оценка коммерческого потенциала и перспективности проведения научных исследований;* *3.Определение возможных альтернатив проведения научных исследований, отвечающих современным требованиям в области ресурсоэффективности и ресурсосбережения.*
2. *Планирование и формирование бюджета научных исследований*	*Бюджет научно – технического исследования (НТИ)* *1. Структура работ в рамках научного исследования.* *2. Определение трудоемкости выполнения работ.* *3. Разработка графика проведения научного исследования.* *4. Бюджет научно-технического исследования.* *5. Основная заработная плата исполнительной темы.* *6. Дополнительная заработная плата исполнительной темы.* *7. Отчисление во внебюджетные фонды.*

	8. Формирование бюджета затрат научно-исследовательского проекта.
3. Определение ресурсной (ресурсосберегающей), финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности исследования	*1. Расчет интегрального показателя финансовой эффективности разработки* *2. Расчет интегральных показателей ресурсоэффективности вариантов исполнения объектов исследования*

Перечень графического материала *(с точным указанием обязательных чертежей)*:

1. *Таблица 1 – Оценочная карта для сравнения конкурентных технических решений;*
2. *Таблица 2 – Интерактивная матрица возможностей и сильных сторон проекта;*
3. *Таблица 3 – Интерактивная матрица возможностей и слабых сторон проекта;*
4. *Таблица 4 – Интерактивная матрица угроз и сильных сторон проекта;*
5. *Таблица 5 – Интерактивная матрица угроз и слабых сторон проекта;*
6. *Таблица 6 – Матрица SWOT;*
7. *Таблица 7 – Перечень этапов, работ и распределение исполнителей;*
8. *Таблица 8 – Временные показатели проведения научного исследования;*
9. *Таблица 9 - Календарный план график проведения НИР по теме;*
10. *Таблица 10 - Расчет основной заработной платы;*
11. *Таблица 11 - Баланс рабочего времени;*
12. *Таблица 12 - Расчет основной заработной платы;*
13. *Таблица 13 - Отчисления во внебюджетные фонды;*
14. *Таблица 14 - Расчет бюджета затрат НТИ;*
15. *Таблица 15 - Сравнительная оценка характеристик проекта.*

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику	06.04.2019 г.

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Романюк В. Б.	к.э.н.		06.04.2019

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ71	Голенев Анатолий Валерьевич		06.04.2019

ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА

«СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»

Студенту:

Группа	ФИО
2БМ71	Голенев Анатолий Валерьевич

Школа	ИШПР	Отделение	ОНД
Уровень образования	Магистратура	**Направление/профиль**	21.04.01 «Нефтегазовое дело» Профиль «Надежность газонефтепроводов и хранилищ»

Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:	
1. Описание рабочего места (рабочей зоны, технологического процесса, механического оборудования) на предмет возникновения: – вредных проявлений факторов производственной среды (метеоусловия, вредные вещества, освещение, шумы, вибрации, электромагнитные поля, ионизирующие излучения) – опасных проявлений факторов производственной среды (механической природы, термического характера, электрической, пожарной и взрывной природы) – негативного воздействия на окружающую природную среду (атмосферу, гидросферу, литосферу) *чрезвычайных ситуаций (техногенного, стихийного, экологического и социального характера)*	1. Описание рабочего места, технологического процесса и механического оборудования: – Работы проводятся на аварийном участке, находящегося на территории северной части Томской области. – Процесс работы заключается в замене потенциально опасного участка трубопровода. – Основным механическим оборудованием, используемым при производстве работ, является спецтехника (УДС, сварочный аппарат на базе Урала и подъёмные сооружения).
1.Перечень законодательных и нормативных документов по теме	ГОСТ 12.1.005-88. Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны. – Взамен ГОСТ 12.1.005-76; Введ. 1989-01-01. – М.: Издательство стандартов, 2002. – 49 с. ГОСТ 12.1.007-76 ССБТ. Вредные вещества. Классификация и общие требования безопасности. ГОСТ 12.1.038-82 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Электробезопасность. Предельно допустимые значения напряжений прикосновения и токов (с Изменением N 1) ГОСТ Р 51337-99 Безопасность машин. Температуры касаемых поверхностей. Эргономические данные для установления предельных величин горячих поверхностей ГОСТ Р 51858-2002. Нефть. Общие технические условия. – Введ. 30.06.2002. – М.: Стандартинформ, 2006. – 17 с. ИОТВ 13-17 Инструкция по охране труда при проведении земляных работ. ИОТВ 35-17 Инструкция по охране труда и промышленной безопасности при выполнении погрузочно-разгрузочных работ, перемещении

	тяжестей, транспортировании грузов и уборке металлолома. ИОТВ 40-17 версия 3.00 Инструкция по охране труда при использовании средств индивидуальной защиты. ИОТП 29 16 версия 2.0 Инструкция по охране труда для трубопроводчика линейного. М-16.04.01.03-94 инструкция по ОТ при выполнении работ с АДД. П1-01.05 ТР-1135 ЮЛ-098 Технологический регламент. Система промысловых (межпромысловых) трубопроводов месторождения. план мероприятий по локализации и ликвидации последствий аварий на опасном производственном объекте N м/р. Приказ Минтруда и соцзащиты РФ № 328н от 24.07.2013г. «Об утверждении правил по охране труда при эксплуатации электроустановок». ФНиП №485 от 20.11.2017 «Правила безопасного ведения газоопасных, огневых и ремонтных работ».
Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:	
1. Анализ выявленных вредных факторов проектируемой производственной среды в следующей последовательности: – физико-химическая природа вредности, её связь с разрабатываемой темой; – действие фактора на организм человека; – приведение допустимых норм с необходимой размерностью (со ссылкой на соответствующий нормативно-технический документ); – предлагаемые средства защиты.	1. Проанализировать вредные факторы: – физико-химическая природа вредности факторов (чрезмерное загрязнение воздушной среды в зоне дыхания; вредные производственные факторы, связанные с аномальными микроклиматическими параметрами воздушной среды; попадание продуктов химии на кожный покров; недостаточная освещенность рабочей зоны; высокая температура сваренных поверхностей; ультрафиолетовое излучение.); – действие фактора на организм человека; – приведение допустимых норм с необходимой размерностью (со ссылкой на соответствующий нормативно-технический документ); – предлагаемые средства защиты;
2. Анализ выявленных опасных факторов проектируемой произведённой среды в следующей последовательности – механические опасности (источники, средства защиты; – термические опасности (источники, средства защиты); – электробезопасность (в т.ч. статическое электричество, молниезащита – источники, средства защиты); – пожаровзрывобезопасность (причины, профилактические мероприятия, первичные средства пожаротушения)	2. Проанализировать выявленные опасные факторы при разработке и эксплуатации проектируемого решения в следующей последовательности: – воспламенение газовоздушной среды, взрыв, пожар; – действие сила тяжести в тех случаях, когда оно может вызвать падение твердых, сыпучих, объектов на работающий персонал; – применение открытого огня; – высокое напряжение, электротравма, смерть; – движущиеся машины и механизмы производственного оборудования; – падение груза. Травмирование падающим грузом, смерть; – оборудование и трубопроводы, работающие под давлением.

3. Охрана окружающей среды: – защита селитебной зоны – анализ воздействия объекта на атмосферу (выбросы); – анализ воздействия объекта на гидросферу (сбросы); – анализ воздействия объекта на литосферу (отходы); – разработать решения по обеспечению экологической безопасности со ссылками на НТД по охране окружающей среды.	3. Охрана окружающей среды: – проанализировать воздействие объекта на атмосферу; – проанализировать воздействие объекта на гидросферу; – проанализировать воздействие объекта на литосферу; – разработать решения по обеспечению экологической безопасности со ссылками на НТД по охране окружающей среды.
4. Защита в чрезвычайных ситуациях: – перечень возможных ЧС на объекте; – выбор наиболее типичной ЧС; – разработка превентивных мер по предупреждению ЧС; – разработка мер по повышению устойчивости объекта к данной ЧС; – разработка действий в результате возникшей ЧС и мер по ликвидации её последствий	4. Защита в чрезвычайных ситуациях: – проанализировать перечень возможных ЧС при разработке и эксплуатации проектируемого решения; – выбрать наиболее типичные ЧС; – разработать превентивные меры по предупреждению ЧС; – разработать действия в результате возникшей ЧС и меры по ликвидации её последствий.
5. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности: – специальные (характерные при эксплуатации объекта исследования, проектируемой рабочей зоны) правовые нормы трудового законодательства; – организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны.	5. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности: – специальные (характерные при эксплуатации объекта исследования, проектируемой рабочей зоны) правовые нормы трудового законодательства; – организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны.
Перечень графических материалов:	
Таблица 10.1 – Основные элементы производственного процесса, формирующие опасные и вредные факторы. *Таблица 10.2 – Сведения об обращающихся опасных веществах* *Таблица 10.3 – Предельно допустимые концентрации (ПДК) вредных веществ в воздухе рабочей зоны* *Таблица 10.4 – Параметры воздушной среду* *Таблица 10.5 – Крутизна откосов в зависимости от вида грунта при разработке траншей и котлованов* *Таблица 10.6 – Допустимые нормы напряжения.* *Таблица 10.7 – Вредное воздействие на окружающую среду и природоохранные мероприятия при аварии на нефтепроводе* *Таблица 10.8 – Виды возможных аварий, а также состав и действие оперативной бригады*	

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику	04.04.2019

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ассистент	Черемискина М. С.	–		04.04.2019

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ71	Голенев Анатолий Валерьевич		04.04.2019

TOMSK POLYTECHNIC UNIVERSITY ТОМСКИЙ ПОЛИТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ

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

Инженерная школа Природных ресурсов (ИШПР)
Направление подготовки (специальность) 21.04.01 «Нефтегазовое дело»
Профиль «Надежность газонефтепроводов и хранилищ»
Отделение Нефтегазового дела
Уровень образования магистратура
Период выполнения осенний / весенний семестр 2018/2019 учебного года

Форма представления работы:

Магистерская диссертация

КАЛЕНДАРНЫЙ РЕЙТИНГ-ПЛАН
выполнения выпускной квалификационной работы

Срок сдачи студентом выполненной работы:	05.06.2019

Дата контроля	*Название раздела (модуля) / вид работы (исследования)*	*Максимальный балл раздела (модуля)*
10.03.2019	*Обзор литературы*	*10*
23.03.2019	*Введение*	*10*
25.04.2019	*Общая часть*	*30*
11.05.2019	*Социальная ответственность*	*10*
20.05.2019	*Финансовый менеджмент*	*10*
21.05.2019	*Заключение*	*10*
24.05.2019	*Презентация*	*20*
	Итого:	*100*

СОСТАВИЛ:
Руководитель ВКР

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
доцент	Крец В. Г.	к.т.н., доцент		06.04.2019

СОГЛАСОВАНО:

Руководитель ООП	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
доцент	Шадрина А.В.	д.т.н., доцент		06.04.2019

Реферат

Выпускная квалификационная работа 135 с., 27 рисунков, 28 таблиц, 40 источников.

Ключевые слова: промысловый трубопровод, нефтрепроводы, водоводы высокого давления, отказы.

Объект исследования: промысловые трубопроводы месторождения северной части Томской области.

Цель работы: анализ причин снижающих надежность промысловых трубопроводов, анализ методов для повышения надежности. Обоснование выбора технологий и методов для повышения надежности и долговечности его работы.

В ходе выполнения выпускной работы производился анализ отказов нефтепроводов, водоводов высокого давления а так же промысловых трубопроводов на данном месторождении. Рассмотрены разаличные методы выевленя дифектов, причины их возникновения. Также проведен анализ по повышению надежности промысловых трубопроводов на основе применения различных материалов труб. Произведены прочностные расчеты трубопроводов из рзличных материалов. Проведен технико экономических расчет предлагаемого метода.

По результатам проведенного анализа был определ наиболее эффективный метод по повышению надежности промысловых трубопроводов.

ESSAY

Graduation qualification work 135 p., 27 fig., 28 tab., 40 sources.

Key words: field pipeline, oil pipelines, high pressure conduits, failures.

Object of study: field pipelines of the field in the northern part of the Tomsk region.

Objective: analysis of the causes of field pipeline reliability reducing reliability, analysis of methods for increasing reliability. Justification of the choice of technologies and methods to improve the reliability and durability of its work.

In the course of the discharge work, the analysis of failures of oil pipelines, high pressure water lines and field pipelines at this field was carried out. The different methods of removing defects are considered, the reasons for their occurrence. Analysis was also conducted to improve the reliability of field pipelines based on the use of various pipe materials. Produced strength calculations of pipelines of various materials. Conducted technical and economic calculation of the proposed method.

According to the results of the analysis, the most effective method to improve the reliability of field pipelines was determined.

Обозначения и сокращения

ЦСП – центральный пункт сбора нефти;

ДНС – дожимная насосная станция;

ВВД – водовод восокого давления;

ВНД – водовод низкого давления;

АГЗУ – автоматическая газовая замерная установка;

УЗК – ультразвуковой контроль;

ВИК – визуально измерительный контроль;

СИЗ – средства индивидуальной защиты;

ОВ – опасные вещества;

ЧС – черезвычайная ситуация;

ПДК – предельно допустимая концентрация;

УЭТ – управление эксплуатации трубопроводов.

Оглавление

Введение 16
1. Обзор литературы. 18
2. Краткая характеристика района. 19
4. Обьект исследования 24
4.1 Промысловые трубопроводы. 24
4.2 Отказы нефтепроводов. 29
4.3 Отказы ВВД. 32
5. Диагностика трубопроводов. 39
5.1. Испытание трубопроводов на прочность и герметичность. 39
5.2. Визуально измерительный контроль. 40
5.3. Магнитометрический метод диагностики. 41
5.4. Акустико-эмиссионный метод. 43
5.5. Ультразвуковой контроль. 46
5.6 Внутритрубная диагностика. 46
6. Виды труб. 48
6.1 Гибкие трубы. 54
6.2 Стеклопластиковые трубы 61
6.3 Стальные трубы с повышенными эксплутационными характеристиками ... 62
7. Расчет промыслового трубопровода. 65
7.2. Расчет трубопровода из ГПМТ 66
8. Моделирование в программе ANSYS 68
9. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение 74
9.1. Оценка комерческого потенциала проекта 74
9.2 Анализ конкурентных технических решений с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения 74
9.3 SWOT – анализ 76
9.4 Планирование научно-исследовательских работ 80
9.5 Определение ресурсоэффективности проекта 92
10 Социальная ответственность 95
10.1 Производственная безопасность 95
10.2 Анализ выявленных вредных факторов проектируемой произведённой среды 97

10.3 Анализ выявленных опасных факторов проектируемой произведённой среды 102
10.4 Экологическая безопасность 108
10.5 Безопасность в чрезвычайных ситуациях 109
10.6 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности 111
Вывод по разделу 114
Результаты исследования. 115
Приложение А 120
Introduction 121

Введение

Актуальность. Нефтяная и газовая промышленность является одним из важнейших элементов российской экономики. В данное момент одна из важнейших проблем нефтегазодобывающей отрасли возникновение аварий на промысловых трубопроводах. В данное момент одна из важнейших проблем нефтегазодобывающей отрасли возникновение аварий на промысловых трубопроводах.

По существующим данным Госгортехнадзора РФ, с каждым годом насчитывается 50 – 70 тыс. аварий связанных с герметичностью и разрывами труб, количество аварий продолжает расти с каждым годом. В настоящее время основная причина аварий – коррозия, на ее приходится около 90 % отказов нефтяныхтранспортных сетей. Из общего числа аварий 50-55 % приходится на долю систем нефтесборная и 30-35 % - на долю коммуникаций поддержания пластового давления. 42 % труб не выдерживают пятилетней эксплуатации, а 17 % - даже двух лет. На ежегодную замену нефтепромысловых сетей расходуется 7-8 тыс. км. труб или 400-500 тыс. тонн стали.

Для того чтобы повысить надежность промысловых трубопроводов и снизить аварийность и затраты на ликвидацию аварий в настоящее время существует множество методов но не все позволяют контролировать скорость коррозии на промысловых трубопроводах в режиме реального времени.

Цель работы: анализ причин снижающих надежность промысловых трубопроводов, анализ методов для повышения надежности. Обоснование выбора технологий и методов проведения капитального ремонта трубопроводов для повышения надежности и долговечности его работы.

Согласно поставленной цели, необходимо выполнить следующие задачи:

1. Проанализировать причины отказов промысловых трубопроводов;

2. Выбрать оптимальный метод повышения надежности трубопроводов;

3. Рассмотреть порядок производства ремонтных работ методом замены трубы;

4. Произвести технологические расчеты на прочность и устойчивость;

5. Провести технико-экономический расчет;

6. Проанализировать мероприятия по защите окружающей среды и охране труда.

1. Обзор литературы.

Российская газовая промышленность является одним из важнейших компонентов топливно-энергетического комплекса. Экономические преимущества нефти и газа, в качестве топлива и химического сырья, в сочетании с его запасами создали прочную основу для быстрого развития нефтяной промышленности. Кроме того, успешное развитие отрасли зависит от решения проблем транспортировки нефти и газа на большие расстояния.

В настоящее время состояние промысловых трубопроводов ухудшается с увеличением продолжительности их эксплуатации под влиянием процессов старения, коррозионных повреждений металла трубы. Постоянные воздействия внутреннего давления вызывают усталостные повреждения в зонах дефектов, которые были допущены при строительстве и монтаже, а также при изготовлении труб.

Трубопроводный транспорт является посредником между производителем и потребителем в нефтегазовой отрасли. Поэтому стабильность работы промысловых трубопроводов является одним из важнейших факторов успешной работы многих других отраслей промышленности.

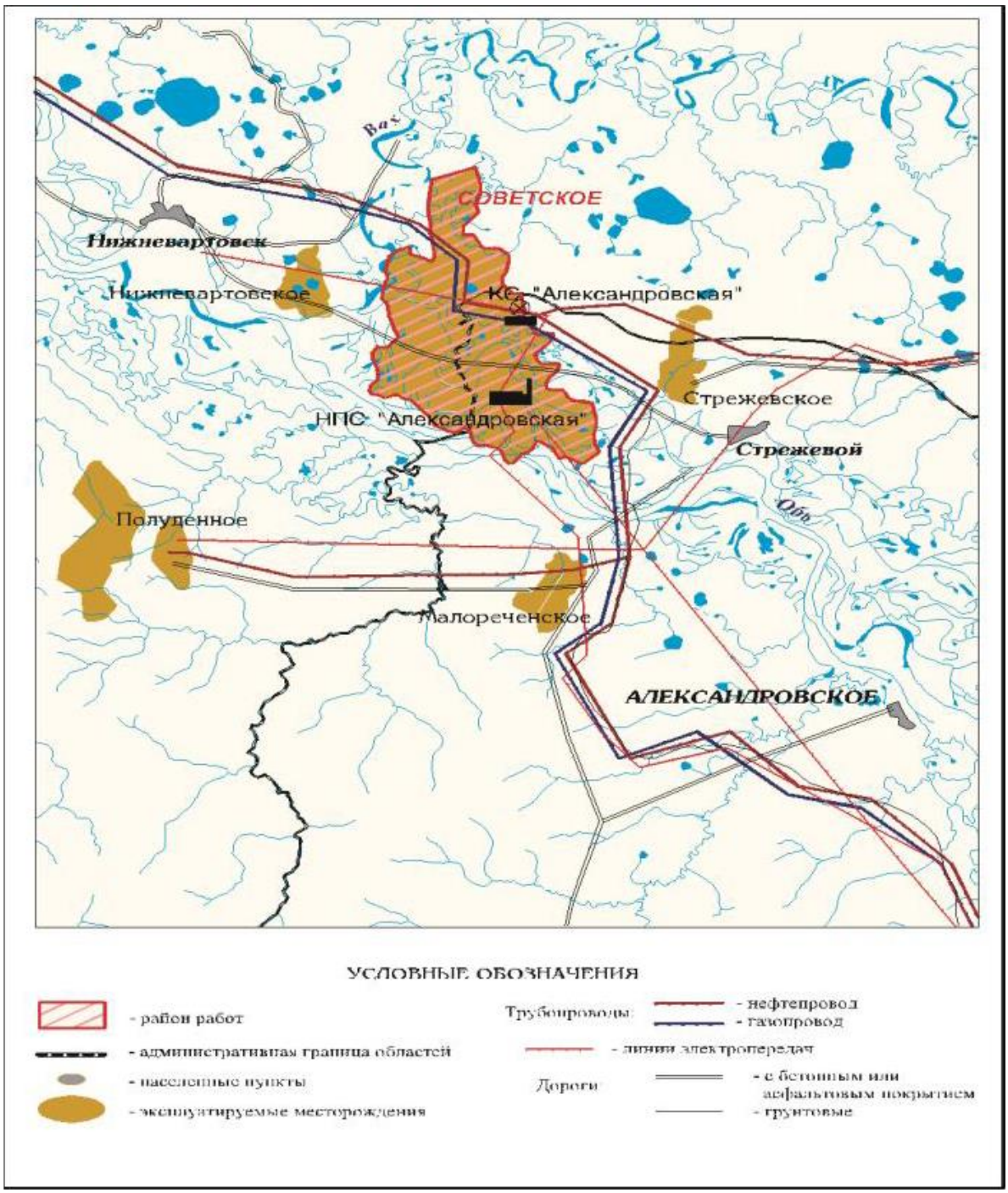
Надежность и безопасность транспортировки – это приоритетная задача. Для выполнения этой задачи принимаются и успешно реализуются комплексные программы, которые направлены на техническое усовершенствование и капитальный ремонт трубопроводов и других объектов. Ежегодно для поддержания эксплуатационной надежности и безопасности промысловых трубопроводов проводятся ремонтные работы.

2. Краткая характеристика района.

Месторождение открыто в 1962 году, опытно-промышленная эксплуатация начата в 1966 году. Месторождение практически полностью освоено, за исключением небольших участков окраинных зон.

Местоположение. В административном отношении нефтяное месторождение расположено в Нижневартовском районе Ханты-Мансийского автономного округа Тюменской области и в Александровском районе Томской области, на расстоянии 700 километров к северу-западу от г. Томска. Ближайшим населенным пунктом является г. Стрежевой (в 25 км) - крупный центром нефтедобычи, где размещены материально-технические, ремонтные, строительные базы, осуществляющие сервис и обеспечение связанных с освоением всех месторождений объединения ОАО «Томскнефть ВНК». От промышленных центров – городов Нижневартовска, Новосибирска и Тюмени до месторождения 45, 750 и 800 км, соответственно.

В непосредственной близости к данному месторождению расположены разрабатываемые Нижневартовское (с запада), Стрежевское (с востока) Малореченское (с юга) нефтяные и Самотлорское (с северо-запада) газонефтяное месторождение. В административном положении Советское нефтяное месторождение расположено на территориях Томской области и Ханты-Мансийского автономного округа Тюменской области.



Пути сообщения. Сообщение с областным центром осуществляется круглогодично воздушным транспортом, летом (по рекам Обь и Вах) - с портами Обь-Иртышского бассейна. На месторождении имеется дорожная сеть, проложены бетонные и асфальтовые дороги протяженностью до 350 км. Для внутрипромысловых сообщений в зимний период времени используется

автомобильный транспорт по намороженным дорогам, также используется гусеничный транспорт.

Железнодорожное сообщение происходит по пути Тюмень – Сургут – Нижневартовск, месторождение расположено на расстоянии 40 км от железнодорожной станции Нижневартовска Советское.

Перевозка оборудования и необходимых материалов для нефтедобывающей промышленности происходит при помощи водного, наземного и воздушного транспорта.

Инфраструктура. Территория рассматриваемого района характеризуется развитой инфраструктурой, имеющей все необходимые элементы обустройства промыслов (водоводы, нефте- и газопроводы общей протяженностью около 1600 км, УПСВ, ДНС, КНС, внутри промысловые автодороги, линии электропередач, подстанции и т.п), отсыпано 216 площадок под кусты пробуренных скважин.

Магистральный нефтепровод «Нижневартовск – Александровское – Анжеро-Судженск» расположен в непосредственной близости от месторождения (на расстоянии 3-4 км). Введен в эксплуатацию газопровод Нижневартовск – Кузбасс. Электроснабжение месторождения осуществляется от ЛЭП-220 киловольт Нижневартовская ГРЭС- Тюменской энергосистемы Советско-Соснинское месторождение (подстанция 2х63 МВт).

Орогидрография. Основной водной артерией района является река Обь, протекающая в непосредственной близости к юго-западной границе месторождения; ширина русла р.Оби нередко превышает 1000 м, глубина 6 -10 м, скорость течения 0,5 м/с. Равнинный характер местности привел к образованию множества проток, рукавов, стариц и меандр. В южной части месторождения находятся наиболее крупные притоки р. Оби: Пасол, Старица, Светлая, к северной части территории месторождения приближена судоходная р.Вах. Большая часть (73 %) территории лицензированного участка затапливается водами р. Обь.

Климат района резко континентальный. Наиболее выражен холодный период, который устанавливается в конце октября или ноябре месяце. Средняя годовая температура составляет плюс 1,9 - 4,40С. Наиболее холодный месяц – февраль, морозы достигают до минус 500С. Скорость ветра зимой нередко достигает 14 - 17 м/с, роза ветров имеет юго-восточное и юго-западное направления. В тёплый период года наблюдаются грозы. Грозы наблюдаются чаще всего с мая по август и значительно реже в весенние – осенние месяцы. В апреле и октябре, грозы бывают не ежегодно. По данным метеостанции самым грозовым месяцем является июль, со средней продолжительностью гроз 16,8 часов. Средняя продолжительность грозы в день с грозой составляет 1,9 часа, максимальная непрерывная – 12,5 часов Снежный покров устанавливается в октябре, сходит в мае месяце, высота снежного покрова достигает 75 см. Грунт промерзает на глубину до 1.0 м. Лето короткое и характеризуется повышенными температурами, в июле достигает плюс 360С. Среднегодовое количество осадков 350-400 мм, наибольшее их количество выпадает летом и осенью. Реки вскрываются, в основном, в мае, навигация заканчивается в середине октября.

I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII	год
-21,5	-19,5	-12,1	-1,7	5,5	13,7	17,5	13,3	8,0	-1,4	-12,7	-19,6	-2,5

Таблица 2 – Средняя месячная и годовая температура воздуха, °С

Растительность. Почвенно-растительный покров территории месторождения представлен экосистемами пойм надпойменных террас. Среди лесов преобладают молодняки мелколиственные мшистые, мшистые сосново-кедровые березово-кедровые леса и заболоченные сосновые и березовые кустарничково-сфанговые леса. Почвы в районе подзолисто-аллювиально-глеевые. Склоны оврагов, холмов и увалов подвержены глубоким размывам талыми водами и в летний период водами атмосферных осадков.

Минерально-сырьевая база. На территории Томской области помимо углеводородного сырья выявлены бурый уголь и лигниты, торф и сапропели. Установлено, что в недрах территории Томской области сосредоточено свыше 57% ресурсов железа Российской Федерации, 18% циркония, 9% титана, 6% алюминия, 5% бурого угля, 4% цинка. Наибольшие ресурсы сосредоточены в пределах Бакчарского железнорудного месторождения (на юге Томской области).

В настоящее время на территории Томской области разведано около 100 месторождений неметаллических полезных ископаемых - представленные огнеупорными и тугоплавкими глинами, строительным камнем и известняками; поделочные камни (опал, янтарь), а также гидротермальное сырье. Подземные воды, содержат в промышленных концентрациях йод, бром, стронций, калий и др.

В отложениях продуктивных пластов Советского месторождения выявлено четыре нефтяные площади: Соснинская, Советская, Медведевская, Усть-Вахская, Нижневартовская.

4. Обьект исследования

4.1 Промысловые трубопроводы.

Трубопровод - инженерное сооружение, которое состоит из плотно соединенных между собой труб, фасонных деталей трубопроводов, запорной и регулирующей аппаратуры, контрольно-измерительных приборов, средств систем автоматики, опор и подвесок, крепежных деталей, прокладок, предназначенное для транспортировки различных газообразных и жидких веществ, пылевидных и разжиженных масс, а также твёрдого топлива и иных твёрдых веществ в виде раствора в результате воздействия разницы давлений, существующих в поперечных сечениях трубы. Различают газопроводы, нефтепроводы, водопроводы.

В зависимости от назначения можно выделить:

- Технологические;
- Санитарно-технические;
- Магистральные;
- Продуктопроводы;
- Промысловые;

Технологические трубопроводы - предназначены для транспорта различных веществ в пределах промышленного предприятия или группы этих предприятий (полуфабрикатов, сырья, реагентов, и др.), необходимых для технологического процесса или эксплуатации оборудования. Магистральные трубопроводы - предназначены для транспортировки товарной нефти и нефтепродуктов (в том числе стабильного конденсата и бензина) из районов их добычи (от промыслов) производства или хранения до мест потребления (нефтебаз, перевалочных баз, пунктов налива в цистерны, нефтеналивных терминалов, отдельных промышленных предприятий и НПЗ). Они

характеризуются высокой пропускной способностью, диаметром рубопровода от 219 до 1400 мм и избыточным давлением от 1,2 до 10 МПа;

Продуктопроводы предназначены для перекачки продуктов химической переработки нефти или газа, таких как: этан, этилен, пропилен, аммиак, бензин и т.п.

Санитарно-технические трубопроводы предназначены для нормального функционирования жилых и административных зданий, объектов культурно-бытового назначения и промышленных предприятий. Имеют небольшой диаметр, не больше 100 мм, и большее число разъемных соединений.

Промысловый нефтепровод – система трубопроводов, которая используется для транспорта добываемого продукта от скважины к центральному пункту сбора нефти (ЦСП).

Промысловые трубопроводы подразделяются на виды:

Выкидная линия - промысловый нефтепровод, проходящий от скважины до замерной установки (АГЗУ, ГЗУ). Предназначается для транспорта добываемого продукта (нефти с попутной эмульсией и газом) или для транспортировки ремонтно-замерочного оборудования к устью скважины (последнее часто применяется при разработке морских месторождений). Протяженность выкидных линий зависит от плотности разработки месторождения - от нескольких метров в пределах одного куста до нескольких километров - от одиночных скважин

Нефтяные сборные коллекторы - (нефтегазосборный трубопровод) промысловый нефтепровод от замерной установки (АГЗУ, ГЗУ) до ЦСП (центрального пункта сбора), ДНС (дожимной насосной станции), установки по подготовке нефти. Также транспортировки продукта добычи от скважины к центральному пункту сбора нефти (НСП).

В зависимости от условного давления среды трубопроводы подразделяют:

- Вакуумные, работающие при абсолютном давлении (Р < 0,1 МПа);

- Низкого давления (Р от 0,1 до 1,5 МПа); - Среднего давления (Р от 1,5 до 10 МПа);

- Высокого давления (Р > 10 МПа);

- Безнапорные, работающие без избыточного давления («самотеком»);

По степени агрессивности транспортируемой среды:

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

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

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

По роду транспортируемого вещества разделяют на нефтепроводы, газопроводы, водопроводы и др.

Состояние

Технологическое состояние характеризуется основными показателями:

- общая протяженность промысловых трубопроводов;

- Срок службы. Трубопроводы со сроком более 10 лет составляют 60 - 65% от всех трубопроводов, при этом средний возраст трубопроводов составляет 20 лет;

Стоит отметить что за 2018 год было выявлено 102 случая отказа промысловых трубопроводов. Из них 76 на нефтепроводах, 52 по причине внутренней коррозии. Общая площадь загрязнения при этом составила 7503$м^2$. Потери нефти более 250 т.

На водоводах высокого давления (ВВД) было выявлено 25 случаев 20 из них по причине внутренней коррозии.

Стоит отметить что большая часть аварий пришлась на нефтепроводы срок службы которых более 10 лет.

Показатель	Нарастающая с начала года на конец отчётного периода										
	Всего отказов, случай	в том числе по причинам							площадь загрязнения,м2	потери нефти от розлива, тн	Общие потери нефти,тн
		наружная		внутренняя		строительный брак	брак трубы	прочие			
		всего	в т.ч. на ингибируемых участках	всего	в т.ч. на ингибируемых участках						
Промысловые и магистральные трубопроводы с учётом внутрикустовых	102	0	0	67	15	0	0	35	8501	2,568	290,268
до 5 лет	13	0	0	8	0	0	0	5			
5-10 лет	22	0	0	11	1	0	0	11			
более 10 лет	67	0	0	48	14	0	0	19			
Промысловые и магистральные трубопроводы без учёта внутрикустовы	102	0	0	67	15	0	0	35	8501	2,568	290,268
до 5 лет	13	0	0	8	0	0	0	5			
5-10 лет	22	0	0	11	1	0	0	11			
более 10 лет	67	0	0	48	14	0	0	19			
Нефтепроводы:	76	0	0	52	11	0	0	24	7506	2,568	290,268
Нефтепроводы выкидных линий (от одиночной скважины до ЗУ)	6	0	0	3	0	0	0	3	95	0,063	8,363
Кустовой нефтепровод выкидных линий (от скважины до ЗУ)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Нефтесборный трубопровод (от ЗУ до ДНС)	67	0	0	46	8	0	0	21	6991	2,305	281,705
Напорный нефтепровод (от ДНС до ЦПС)	3	0	0	3	3	0	0	0	420	0,2	0,2
Нефтепроводы внешнего транспорта	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Нефтепроводы магистральные	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Водоводы:	25	0	0	15	4	0	0	10	995		
Водоводы низкого давления	4	0	0	3	2	0	0	1	125		
Водоводы высокого давления (от КНС до БГ)	20	0	0	11	1	0	0	9	770		
Водоводы нагнетательных линий (от БГ до одиночной скважины)	1	0	0	1	1	0	0	0	100		
Кустовой водовод высокого давления (от БГ до скважины)	0	0	0	0	0	0	0	0	0		
Водопроводы магистральные	0	0	0	0	0	0	0	0	0		
Газопроводы и конденсатопроводы:	1	0	0	0	0	0	0	1	0		
Газлифтные линии одиночных скважин	0	0	0	0	0	0	0	0	0		
Газопроводы низкого давления	1	0	0	0	0	0	0	1	0		

Рисунок 4.1.1 Отказы трубопроводов

Исходя из вышеизложенного, можно сделать вывод, что несущая способность трубопровода и его эксплуатационная надежность определяются прежде всего силовыми факторами, свойствами и качеством материала трубы. Сопротивление образованию и росту трещин под воздействием механических нагрузок и агрессивных сред. Влияние агрессивных сред, колебаний температуры, рабочих нагрузок и напряжений со временем изменяет структуру и свойства эксплуатируемого металла по сравнению с его первоначальными характеристиками.

Эти изменения являются основной диагностикой технического состояния существующих трубопроводов. А также, они обязательно учитываются при расчетах остаточного ресурса труб, назначении ремонтов, принятии решений о замене участков трубопроводов с повышенным риском преждевременного выхода из строя.

Главной особенностью эксплуатации множества нефтегазовых месторождений является снижение добычи нефти и, как правило, стратифицированного режима прокачки добываемых продуктов по

нефтепроводам месторождения. Эти, а также старение парка трубопроводов, увеличение содержания воды в добываемой нефти, увеличение содержания механических примесей привело к увеличению коррозионной активности перекачиваемого продукта и увеличению аварийности из-за до внутренней коррозии

На Советском месторождении находится в эксплуатации около 16000 м нефтепроводов и водоводов высокого давления различного диаметра и толщины:

65 % - нефтесборные трубопроводы;

8,5 % - напорные нефтепроводы,

26,5% - водоводы высокого давления.

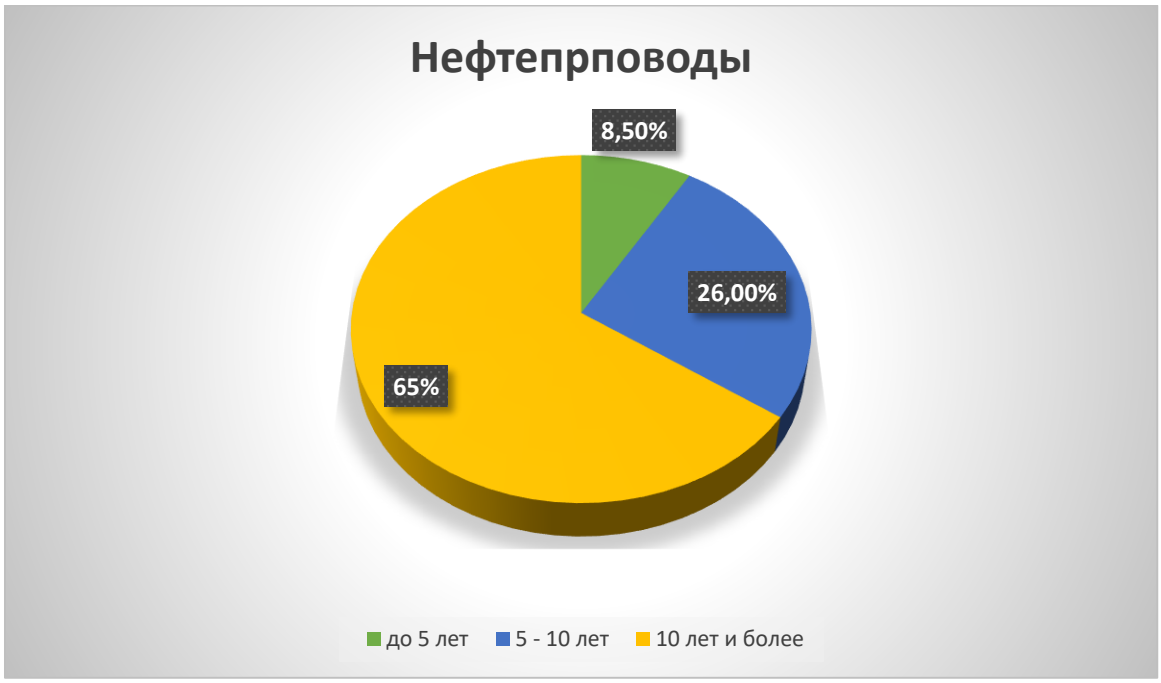


Рисунок 4.1.2 Возраст нефтепроводов

Рисунок 4.1.3 Возраст ВВД

Около 65 % нефтепроводов и 75 % водоводов находятся в эксплуатации более 10 лет, что очень характерно сказывается на аварийности промысловых тробопроводов.

4.2 Отказы нефтепроводов.

Отказ – обстоятельство, при котором нарушается работоспособное состояние объекта.

Отказы классифицируют:

- по характеру проявления – внезапные и постепенные;
- по стадиям эксплуатации объекта – приработочные и деградационные;
- по причинам возникновения – конструктивные, производственные и эксплуатационные;
- по последствиям – критические и некритические (существенные и несущественные)

За предельное состояния принимают положение объекта, при котором его предстоящая эксплуатация недопустима либо нецелесообразна, или возобновление его трудоспособного состояния нереально либо бессмысленно. Из-за аспект максимального состояния принимают знак либо совокупа показателей максимального состояния объектов, поставленные нормативно тех. либо конструкторской документацией. В зависимости от критерий эксплуатации для 1-го и такого ведь объекта имеют все шансы существовать поставлены 2 и наиболее аспекта предельного состояния.

Повреждение – обстоятельство при котором нарушается исправное состояние объекта, когда его работоспособность может сохраняться.

Рисунок 4.2 Отказы нефтепроводов

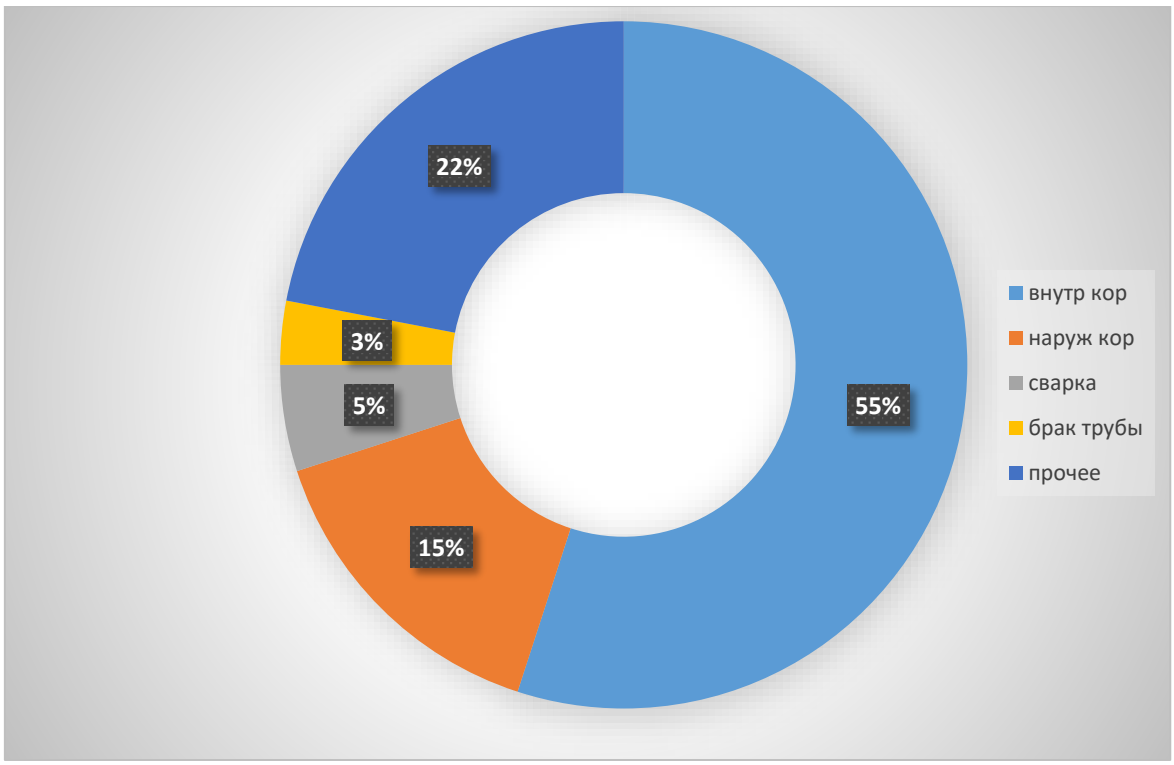


Рисунок 4.2.1 - причины отказов нефтепроводов

В связи с увеличением эксплуатационного срока эксплуатации нефтепроводов наблюдается увеличение дефектов связанных с коррозией, при этом наблюдается рост аварий на нефтепроводах. Исходя из всего выше сказанного можно сделать вывод, что при аварийных разливах нефти постоянно загрязняется окружающая среда, что приводит к актуальности вопроса о обеспечении безопасности промысловых и промышленных трубопроводов.

Анализ отказов показывает, что причиной порывов трубопроводов различные. По сравнению с Российскими показателями надежность на Советском месторождении ниже. Отказы нефтепроводов на Советском месторождении по причинам можно свести к следующему: некачественная сталь трубопроводов, некачественная сборка(сварка), дефекты изоляции, недостаточное внимание в целом к вопросам надежности трубопроводов. Анализ отказов показывает, что повышение эффективности промысловых трубопроводов на данном месторождении, следует вести по следующим направлениям:

1. Повышение качества технологии сборки трубопроводов и ремонта.

2. Применение высококачественной стали.
3. Применение труб новых конструкций (коррозионно-стойких труб).

4.3 Отказы ВВД.

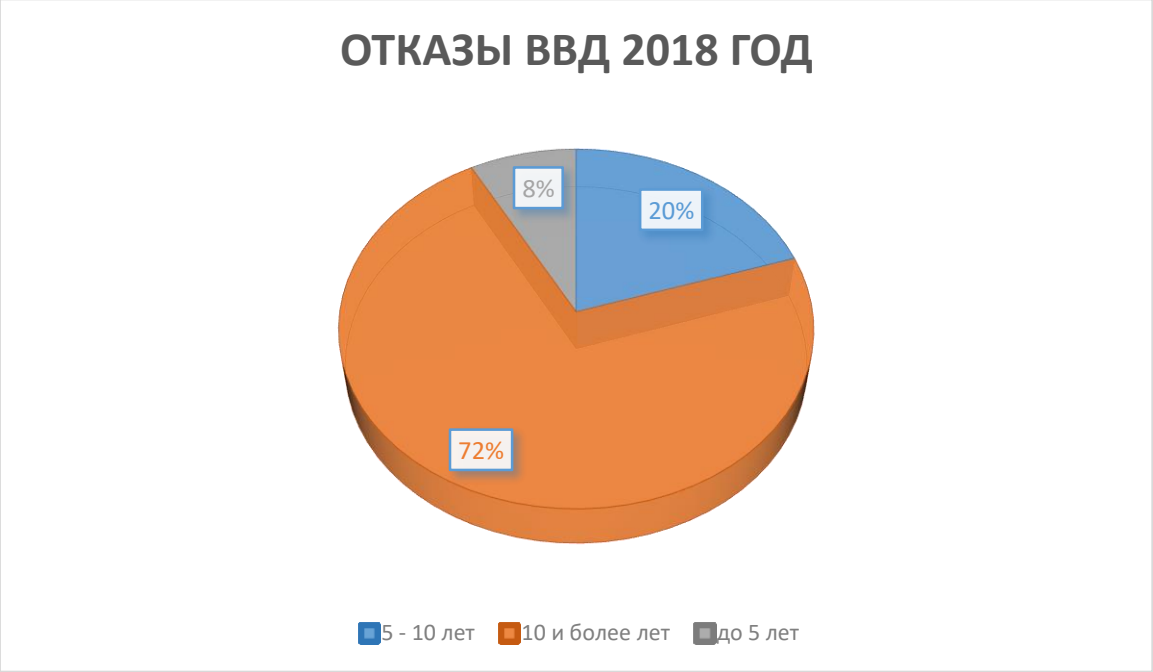


Рисунок 4.3.1 Отказы ВВД

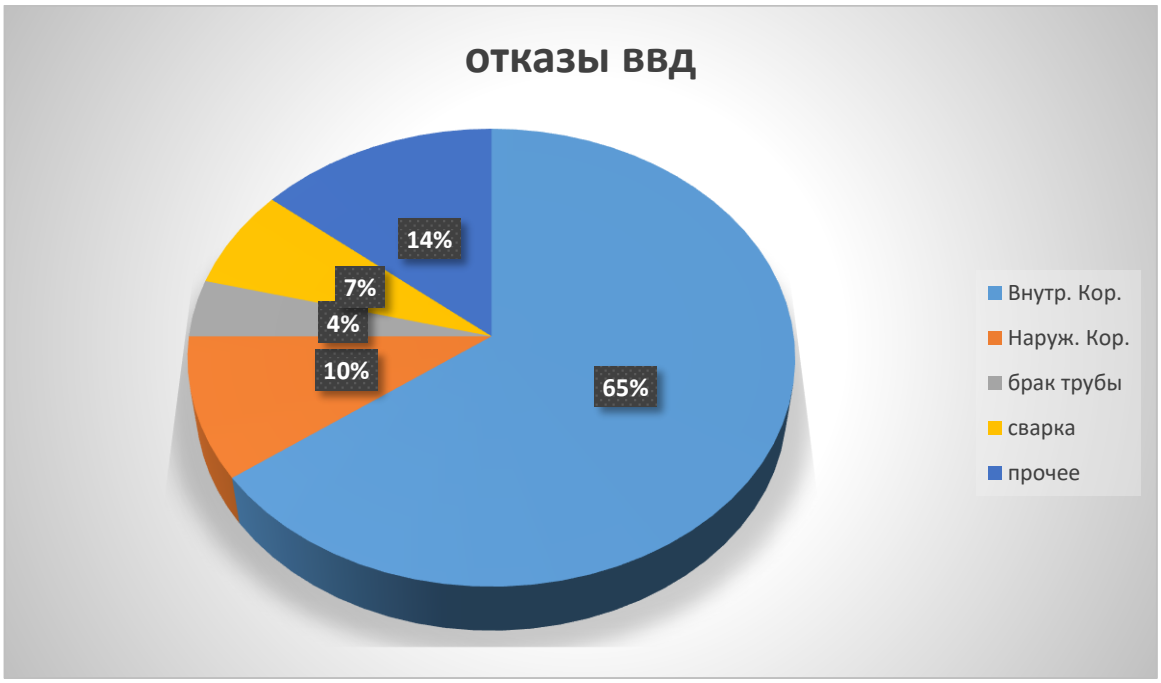


Рисунок 4.3.2 Причины отказов ВВД

В связи с увеличением эксплуатационного срока эксплуатации нефтепроводов наблюдается увеличение дефектов связанных с коррозией, при этом наблюдается рост аварий на водоводах высокого давления. Исходя из всего выше сказанного можно сделать вывод, что при аварийных разливах постоянно загрязняется окружающая среда, что приводит к актуальности вопроса о обеспечении безопасности промысловых и промышленных трубопроводов.

Анализ отказов показывает, что причиной порывов трубопроводов различные. По сравнению с Российскими показателями надежность на Советском месторождении ниже. Отказы нефтепроводов на Советском месторождении по причинам можно свести к следующему: некачественная сталь трубопроводов, некачественная сборка(сварка), дефекты изоляции, недостаточное внимание в целом к вопросам надежности трубопроводов. Анализ отказов показывает, что повышение эффективности промысловых трубопроводов на данном месторождении, следует вести по следующим направлениям:

1. Повышение качества технологии сборки трубопроводов и ремонта.
2. Применение высококачественной стали.
3. Применение труб новых конструкций (коррозионно-стойких труб).

Рисунок 4.3.3 Динамика аварийности

Общее число отказов трубопроводов на советском месторождение за период 2010 г. – 2018 г.

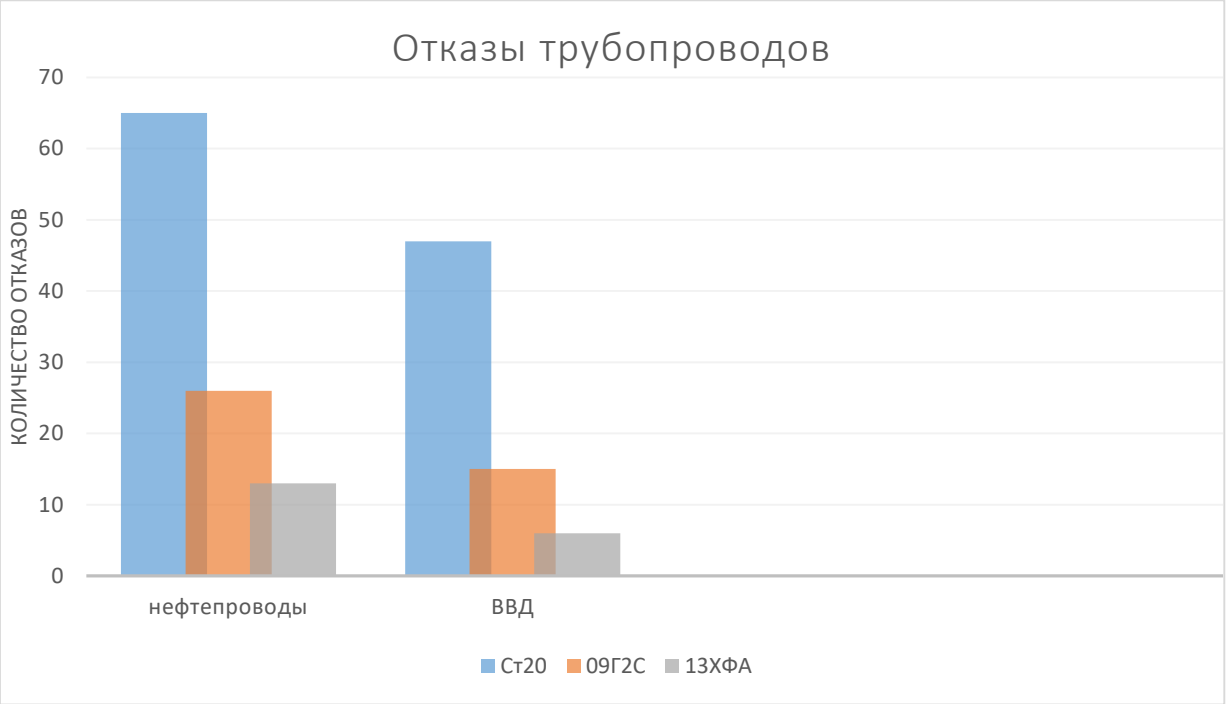


Рисунок 4.3.3 Зависимость отказов трубопроводов от марки стали.

4.4 Классификация дефектов трубопроводов.

Исходя из анализа аварий и инцидентов на трубопроводах, делаем вывод, что основные источники повреждений являются коррозия металлов, трещины, полученные в результате коррозионного растрескивания под напряжением, различных деформаций полученных в результате монтажа и сварки трубопровода [1]. Надежная эксплуатация газонефтепроводов будет обеспечена только в случае отсутствия всех дефектов. В свою же очередь отсутствие, каких либо дефектов будет обеспечивать безопасную эксплуатацию трубопроводов. Проведение неразрушающего контроля позволяет определить дефекты на трубопроводах и установить характер повреждения, а так же годность к эксплуатации трубопровода. Основная задача неразрушающего контроля дать оценку состояния трубопровода, определить опасные (дефектные) участки и поиск мест возможной аварии (отказа) на магистральных трубопроводах. В процессе многолетних эксплуатации трубопроводов чаще всего проявляются случаи хрупких разрушений металла трубы в около шовных зонах сварных соединений. Размер таких зон концентраций напряжений составляют от 1-2 микрон до 1-2 миллиметра. Для этого проводится перед первыми этапами эксплуатации детальная дефектоскопия. Дефекты подразделяются,

<table>
<tr><td rowspan="3">Дефекты геометрии</td><td colspan="2">Вмятины</td></tr>
<tr><td colspan="2">Гофры</td></tr>
<tr><td colspan="2">Сужения</td></tr>
<tr><td rowspan="7">Дефекты стенки трубы</td><td colspan="2">Потеря металла</td></tr>
<tr><td colspan="2">Дефекты с уменьшением толщины стенки</td></tr>
<tr><td colspan="2">Риски</td></tr>
<tr><td colspan="2">Расслоения</td></tr>
<tr><td colspan="2">Трещины</td></tr>
<tr><td colspan="2">Дефект поверхности</td></tr>
<tr><td colspan="2">Трещиноподобный дефект</td></tr>
<tr><td rowspan="3">Дефекты сварных швов</td><td>Дефекты поперечных швов</td><td>Несплошность плоскостного типа, аномалия, смещение кромок, косой стык</td></tr>
<tr><td>Дефекты продольных швов</td><td rowspan="2">Несплошность плоскостного типа, аномалия</td></tr>
<tr><td>Дефекты спиральных швов</td></tr>
</table>

Определение дефектов

Пояснения к дефектам	
Вмятина	Местное уменьшение проходного сечения трубы на длине, меньшей, чем 1.5 номинального диаметра трубы DN, без излома оси нефтепровода, возникшее в результате поперечного механического воздействия.
Гофра	Уменьшение проходного сечения трубы, сопровождающееся чередующимися поперечными выпуклостями и вогнутостями стенки, в результате потери устойчивости от поперечного изгиба с изломом оси нефтепровода.
Сужение	Местное уменьшение проходного сечения трубы на длине, меньшей, чем 1,5 номинального диаметра трубы DN, при котором сечение трубы имеет отклонение от окружности.
Потеря металла	Уменьшение толщины стенки трубы в результате коррозионного повреждения.
Дефекты с уменьшением толщины стенки.	Дефект проката.
Риска	Дефект поверхности в виде углублений с уменьшением толщины стенки трубы, образованной перемещением по поверхности трубы твердым телом.
Расслоение	Внутреннее нарушение сплошности металла трубы в продольном и поперечном направлении.

Дефект поверхности	Дефекты проката поверхности трубы, не выводяшие толшину стенки за предельные размеры по ГОСТ.
Трещиноподобный дефект	Дефект в виде одиночных трещин или участок с трещинами, рост которых определяется воздействием на металл напряжения.
Несплошность плоскостного типа	Различные не провары, не сплавления, трещины.
Аномалия	Различны поры, шлаковые включения подрезы, чешуйчатость ит.д.
Смешение кромок	Несовпадение расстояний внутренних и внешних стенок сварных труб.
Косой стык	Когда трубы расположены под углом к друг другу.

Рисунок 4.4 разрыв трубопровода

Рисунок 4.4.2 вмятина трубопровода

Рисунок 4.4.3 Внутренняя часть трубы

5. Диагностика трубопроводов.

5.1. Испытание трубопроводов на прочность и герметичность.

Гидравлическое испытание трубопроводов должно производиться преимущественно в теплое время года при положительной температуре воздуха водой с температурой не ниже 50 С и не выше плюс 40С.

Испытание трубопроводов на прочность и плотность проводится гидравлическим способом при Рисп = 1,25×Рраб

При заполнении испытуемого объекта водой, из него должен быть полностью удален воздух.

Подъем давления в трубопроводах следует проводить плавно. Под Рисп трубопровод должен быть выдержан в течение 10 мин., после чего его снижают до рабочего давления для тщательного осмотра сварных швов. Осмотр трубопроводов с целью проверки на герметичность можно проводить только после снижения Рисп до Рраб.

При испытании трубопровод нельзя оставлять заполненным жидкостью или воздухом без присмотра.

Продувка трубопровода проводится под давлением равным рабочему, но не превышающим 4,0 МПа. Продолжительность продувки 10 минут. На время продувки снимаются КИП и устанавливаются заглушки. Во время продувки арматура должна быть полностью открыта, а после окончания тщательно осмотрена и очищена.

Дополнительное испытание на герметичность проходит после прочностных испытаний, промывки и продувки, данное испытание проводится с помощью воздуха.

Дополнительное испытание на герметичность производится с помощью подачи давления, которое равно рабочему давлению объекта.

Длительность проводимых дополнительных испытаний составляет не менее 24 часов.

При проведении испытаний на герметичность пневматическим методом считаются удовлетворительными, если скорость падения давления не привысит 0,1 % за 60 минут для трубопроводов группы (А) и вакуумных, не более 0,2 % для трубопроводов группы Б(а) и Б(б)

Скорость падения давления для трубопроводов, которые, транспортируют другие вещества, должны быть прописаны в проектной документации.

5.2. Визуально измерительный контроль.

Визуально-измерительный контроль (ВИК) – это один из методов неразрушающего контроля оптического вида. Он основан на получении первичной информации о контролируемом объекте при визуальном наблюдении или с помощью оптических приборов и средств измерений.

Перед началом выполнения данного вида контроля, необходимо подготовить место производства работ. Так как ВИК трубопровода выполняется в процессе его эксплуатации, т. е. в трассовых условиях, то должен быть обеспечен удобный подход специалистов к месту контроля для достаточного обзора глаза. Подлежащая контролю поверхность, как правило, рассматривается под углом более 300 к плоскости объекта контроля и с расстояния до 600 мм (Рис 5.2)

Рисунок 5.2 – Условия визуального контроля

ВИК при техническом диагностировании трубопровода следует проводить после прекращения его работы, так как он находится под давлением.

Поверхность в зоне контроля должна быть очищена от изоляционного покрытия, от ржавчины, окалин, грязи, шлака и т.д. до чистого металла.

После проведения подготовительных мероприятий, можно приступать к контролю, в котором следует использовать: лупы, в том числе измерительные; линейки измерительные металлические; угольники поверочные 90° лекальные; штангенциркули, штангенрейсмусы и штангенглубиномеры; щупы; угломеры с нониусом; стенкомеры и толщиномеры индикаторные; микрометры; нутромеры микрометрические и индикаторные; калибры; эндоскопы; шаблоны, в том числе специальные и универсальные (например, типа УШС), радиусные, резьбовые и др.; поверочные плиты; плоскопараллельные концевые меры длины с набором специальных принадлежностей; штриховые меры длины (стальные измерительные линейки, рулетки). Допускается применение других средств визуального и измерительного контроля при условии наличия соответствующих инструкций и методик их применения.

Анализ метода ВИК позволяет выявить следующие преимущества вышеуказанного метода: простота и удобства метода; позволяет получить до 50% информации об объекте; малые временные затраты; низкая себестоимость метода; легко подвергается проверке. В то же время в результате проведенного анализа метода выявлен ряд серьезных недостатков: на ход испытаний большое действие оказывает человеческий фактор; низкая достоверность результатов и субъективность в определении результатов исследований; удается обнаруживать только крупные дефекты; ограниченность зоны проведения испытаний только видимой частью конструкции. Несмотря на выявленные недостатки по способу и качеству диагностики даже несовершенный визуальный контроль швов является необходимым методом, как и на стадии проведения комплексной диагностики, так и в течении всего технологического процесса.

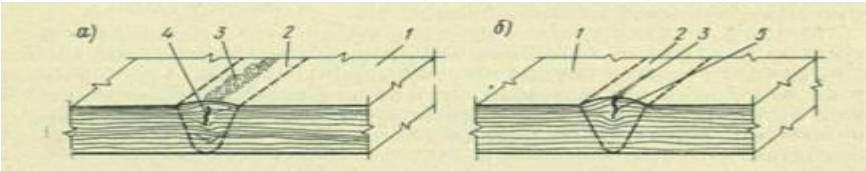
5.3. Магнитометрический метод диагностики.

Магнитный неразрушающий контроль – неразрушающий контроль, основанный на регистрации магнитных полей рассеяния, возникающих над дефектами, или на определении магнитных свойств объекта.

Магнитный метод контроля применяют в основном для контроля изделий из ферромагнитных материалов, т. е. из материалов, которые способны существенно изменять свои магнитные характеристики подвоздействием внешнего (намагничивающего) магнитного поля. По способу получения первичной информации различают следующие методы магнитного контроля: магнитопорошковый, магнитографический, феррозондовый, эффект Холла, индукционный, пондеромоторный, магниторезисторный.

В качестве магнитных порошков используются тонко измельченные ферримагнитные порошки, обладающие высокой магнитной проницаемостью, получаемые из отходов стали, магнетита, феррита и прочие. Порошки применяю в различных видах: в сухом, в виде суспензий.

После этого в зоне поверхностного дефекта возникает парамагнитных полюсов, которые подобно маленьким магнитам задерживают магнитный порошок по контуру имеющегося дефекта, образуя его видимое изображение (Рис. 5.3). При наличии поверхностных дефектов порошковые рисунки всегда получаются плотными, хорошо сцепляются с поверхностью металла и имеют резкие очертания.



а – трещина на некоторой глубине от поверхности; б – поверхностная трещина:
1 – свариваемый металл; 2 – сварной шов; 3 – магнитный порошок;
4 – скрытая трещина; 5 – поверхностная трещина

Рисунок 5.3 – Схема выявления дефектов в шве с помощью магнитного порошка.

В настоящее время для контроля методом магнитного порошка используются магнитные дефектоскопы. Разработан передвижной магнитный дефектоскоп типпппа ДМП-3, состоящий из пульта питания и управления устройств намагничивания, приспособлений для намагничивания и устройств для подачи и распыления порошка. Существуют и болеее универсальные магнитные дефектоскопы типа УМДЭ-10000. Кроме намагничивания

исследуемого металла, этим дефектоскопом обеспечивается автоматическое регулирование и выключение тока, подача магнитной суспензии и размагничивании металла после окончания испытаний.

Разработаны таке полуавтоматические и автоматические устанвки, в котоых весь процсс испытаний и фиксация обнаруенных дефектов автоматиированы.

Благодаря высокой чувствительности, объективности, простоте и быстроте операций, четкости определения дефектов и надежности магнитные методы диагностирования трубопроводов получили большое распространение в промышленности. Так же важным преимуществом вышеуказанного метода является возможность контроля деталей сложной формы и любых размеров. Проанализировав все возможности магнитопорошкового метода необходимо отметить его недостатки: возможность контроля только изделий из ферромагнитного материала; необходимость использования специального оборудования; невозможность выявления дефектов, расположенных на глубине более 2 мм от поверхности, а также дефектов под немагнитными покрытиями толщиной более 80 мкм при использовании магнитной суспензии. На вероятность обнаружения дефекта влияют многие факторы, в том числе его очертания, ориентация и глубина залегания.

5.4. Акустико-эмиссионный метод.

Акустическая эмиссия – эффективный метод неразрушающего контроля и оценки материалов, основанный на обнаружении упругих волн, которые генерируются при внезапной деформации напряженного материала.

Виды акустической эмиссии:

Метод акустической эмиссии позволяет проводить диагностирование технического состояния трубопровода дистанционным способом. Для достижения этой цели на всем протяжении обследуемого участка трубопровода устанавливают датчики – преобразователи акустической эмиссии (ПАЭ) в

определенном порядке. Рекомендуемая схема размещения датчиков ПАЭ приведена на рисунке 5.4.

Рисунок 5.4 – Пример установки датчиков ПАЭ на объекте обследования.

Места установки датчиков ПАЭ размечаются с помощью металлической или лазерной рулеткой и зачищаются от лакокрасочного

покрытия, отслаивающейся окалины, ржавчины и др. до чистого металла.

Датчики устанавливаются через тонкий слой контактной смазки и крепятся с помощью магнитных прижимов. В качестве контактной смазки могут быть использованы литол, солидол, глицерин, машинное масло и т.п. Для проведения эмиссионных работ рекомендуется использовать частоты 10— 40 кГц. Величина расстояния между ПАЭ должна быть не более 1,5*Lзон (где Lзон – радиус зоны уверенного приема для используемых ПАЭ). Радиус зоны уверенного приема определяется по кривой затухания упругих волн в материале трубы.

Акустическая эмиссия - физическое явление, связанное с излучением упругих волн исследуемым объектом при нелинейных трансформациях его структуры, вызванных локальной внутренней динамической перестройкой решетки твердого тела. При перестройке решетки межатомные расстояния изменяются. Происходит разрыв связи, в результате чего атомы в месте разрыва связи начинают колебаться относительно своего исходного положения. Рождается упругое колебание, в теле распространяется упругая волна. Наиболее распространенными типами упругих волн являются продольные, поперечные, поверхностные (Релэя) и нормальные (волны Лэмба). Процесс разрыва быстро затухает. Поэтому упругое колебание имеет форму короткого импульса. Эти импульсы упругих колебаний и называют "акустической эмиссией". Для того,

чтобы зародился импульс акустической эмиссии, нужна внешняя сила, которая будет деформировать твердое тело. Эту силу можно создать механическим способом, подвергнув материал нагрузке силой, давлением или температурным полем. В нашем случае используют прием повышения внутреннего давления.

После обработки принятых сигналов результаты обследования представляют в виде идентифицированных и классифицированных источников АЭ:

- первый — пассивный источник, регистрируемый для анализа динамики его развития;

- второй — активный источник, требующий дополнительного контроля с использованием других методов;
- третий — критически активный источник, требующий контроля за развитием ситуации и принятия мер по подготовке возможного сброса нагрузки;
- четвертый — катастрофически активный источник, требующий немедленного уменьшения нагрузки до нуля либо до величины, при которой активность источника снижается до уровня второго или третьего класса.

Акустикоо-эмиссионный контроль (АЭ) используется только в совокупности с известными методами неразрушающего контроля, обеспечивающими идентификацию вида и размеров повреждения.

Объектами АЭ магистральных газопроводов являются отдельные потенциально-опасные участки газопровода.Участками газопроводов, пригодными для применения АЭ, могут быть: автомобильные и железнодорожные, надземные и водные переходы.

Метод АЭ позволяет контролировать всю поверхность объекта контроля, включая соединения (сварные швы). Обнаруживаются трещиноподобные дефекты, развивающиеся под действием эксплуатационных или испытательных нагрузок. Для проведения контроля должен быть обеспечен непосредственный доступ к поверхности объекта контроля для установки датчиков АЭ.

5.5. Ультразвуковой контроль.

Ультразвуковая дефектоскопия основана на явлениях, происходящих на границе раздела двух сред, имеющих разные акустические сопротивления. В общем случае на границе раздела могут происходить три явления: отражение, преломление и трансформация волн.

Отражением называют изменение направления УЗ волны на границе раздела, при котором волна не переходит в другую среду.

Преломлением называют изменение направления УЗ волны на границе

раздела, при котором волна переходит в другую среду.

Трансформацией называют преобразование волн одного типа в волны другого типа, происходящее на границе раздела двух сред.

Чем больше отличаются акустические сопротивления сред, тем большая часть энергии звуковой волны отразится от границы раздела двух сред. Этим условием определяется как возможность, так и эффективность выявления нарушений сплошности материала (включений среды с акустическим сопротивлением, отличающимся от сопротивления контролируемого материала).

Ультразвуковой дефектоскоп - это электронно-акустическое устройство, предназначенное для возбуждения - приема УЗ колебаний и преобразования их в вид, удобный для вывода на соответствующий индикатор, снабженное сервисными устройствами для измерения параметров принятых сигналов.

Из числа акустических методов чаще всего применяют ультразвуковую дефектоскопию (УЗД), ультразвуковую толщинометрию (УЗТ) и акустико-эмиссионный неразрушающий контроль. На УЗД в мировой

практике приходится в настоящее время 60 % всего объема неразрушающего контроля. Акустические колебания представляют собой механические колебания частиц упругой среды. Процессы распространения этих колебаний в среде называют акустическими волнами. Линию,

указывающую направление распространения волны, называют лучом, а границу раздела колеблющихся частиц от неколеблющихся - фронтом волны.

Акустические колебания характеризуются частотой, интенсивностью и видом. Виды колебаний в основном определяются свойствами упругой среды и способом их создания. В жидкостях и газах, обладающих упругостью объема, акустические колебания распространяются с одинаковой скоростью во всех направлениях. В твердых телах, характеризуемых помимо упругости объема еще и упругостью формы (сдвиговой упругостью) и неодинаковостью деформаций растяжение-сжатие по различным направлениям (для анизотропных тел), закономерности распространения акустических волн значительно сложнее.

Анализируя вышеизложенное приходим к следующим выводам: ультразвуковой контроль не разрушает и не повреждает исследуемый образец, что является его главным преимуществом. Благодаря данному методу существует возможность проводить контроль изделий из разнообразных материалов, как металлов, так и неметаллов. Кроме того можно выделить высокую скорость исследования при низкой стоимости и опасности для человека (по сравнению с рентгеновской дефектоскопией) и высокую мобильность ультразвукового дефектоскопа. В то же время необходимо отметить ряд недостатков, ограничивающих сферу применения данного метода: использование пьезоэлектрических преобразователей требует подготовки поверхности для ввода ультразвука в металл, в частности создания шероховатости поверхности не ниже класса 5, в случае со сварными соединениям еще и направления шероховатости (перпендикулярно шву). Ввиду большого акустического сопротивления воздуха, малейший воздушный зазор может стать неодолимой преградой для ультразвуковых колебаний. Для устранения воздушного зазора, на контролируемый участок изделия предварительно наносят контактные жидкости, такие как вода, масло, клейстер. При контроле вертикальных или сильно наклоненных поверхностей необходимо применять густые контактные жидкости с целью предотвращения их быстрого стекания.

Как правило, ультразвуковая дефектоскопия не может дать ответ на вопрос о реальных размерах дефекта, лишь о его отражательной способности в направлении приемника. Эти величины коррелируют, но не для всех типов дефектов. Кроме того, некоторые дефекты практически невозможно выявить ультразвуковым методом в силу их характера, формы или расположения в объекте контроля.

Практически невозможно производить достоверный ультразвуковой контроль металлов с крупнозернистой структурой, таких как чугун или аустенитный сварной шов (толщиной свыше 60 мм) из-за большого рассеяния и сильного затухания ультразвука. Кроме того, затруднителен контроль малых деталей или деталей со сложной формой. Также затруднен ультразвуковой контроль сварных соединений из разнородных сталей (например, аустенитных сталей с перлитными сталями) ввиду крайней неоднородности металла сварного шва и основного металла.

5.6 Внутритрубная диагностика.

Наиболее эффективным методом выявления дефектов и повреждений труб является прогон по трубопроводу специальных устройств - внутритрубных дефектоскопов, оснащенных специальными приборами.

Большинство конструкций дефектоскопов предназначено для определения конфигурации поперечного сечения трубопроводов, выявления вмятин, вспучиваний, утончений стенки трубы, внутренней и наружной коррозии.

Реже используются внутритрубные дефектоскопы, предназначенные для решения специальных задач. Так, дефектоскопы, оснащенные видео- и фотокамерами, применяют для визуальной инспекции внутренней поверхности труб: с инерционными устройствами - для определения кривизны и профиля трубопровода, со специальными датчиками - для выявления трещин, а с источниками нейтронного излучения - для определения глубины заложения подводных трубопроводов или толщины утяжеляющего покрытия.

Все внутренние дефектоскопы перемещаются по трубопроводу транспортируемым потоком и оборудованы различными датчиками, устройствами сбора, обработки и хранения информации, источниками питания.

Внутритрубное обследование проводится в четыре уровня:

1. обследование трубопровода с помощью снарядов – профилемеров. Они определяют дефекты геометрии стенки труб (гофры, овальность, вмятины);
2. с помощью ультразвуковых снарядов – дефектоскопов ведут поиск, измеряют коррозионные дефекты, расслоение металла труб;
3. с помощью магнитных снарядов – дефектоскопов выявляют дефекты кольцевых сварных швов;
4. с помощью более современных ультразвуковых дефектоскопов СД ведут обнаружение и измеряют трещиноподобные дефекты в продольных швах и в теле трубы;
5. с помощью программ определяют степень опасности выявленных дефектов.

Из внутритрубной дефектоскопии наиболее совершенные снаряды-дефектоскопы, основанные на магнитном контроле, позволяющие локализовать повреждения, обусловленные как электрохимической и микробиологической коррозией (ЭХК и МБК), так и коррозийным растрескиванием под напряжением (КРН). Внутритрубная диагностика трубопроводов основана на использовании автономных снарядов- дефектоскопов, движущихся внутри контролируемой трубы под напором перекачиваемого продукта (нефть, нефтепродукты, газ и т.п.). Снаряд снабжен магнитной аппаратурой для неразрушающего контроля (НК) трубы, записи и хранения в памяти данных контроля и вспомогательной служебной информации, а также источниками питания аппаратуры. Измерительная часть снаряда состоит из множества датчиков (сенсоров), расположенных так, чтобы зоны чувствительности датчиков охватывали весь периметр трубы. Это позволяет избежать пропуска дефектов трубы. В магнитном снаряде ферромагнитный материал трубы намагничивается постоянными

магнитами до состояния близкого к техническому насыщению, а потоки рассеяния, вызванные дефектами, регистрируются магниточувствительными датчиками (например, датчиками Холла). Магнитные снаряды используют обычно для контроля труб нефте и газопроводов. Метод магнитной внутренней дефектоскопии наиболее часто используется за рубежом, а в России менее 20% трубопроводов обследовано этим способом по техническим и экономическим причинам. Данный метод не позволяет определить утечки тока катодной защиты из-за нарушенной изоляции, напряженные состояния трубопровода, местоположение в плане и в разрезе.

Классификация дефектов труб, определяемых с помощью ВТД:

1. дефекты геометрии(гофры, вмятины, овальности).Приводят к снижению несущей способности трубы, к снижению производительности:

2. дефекты стенки трубы (расслоение трубы,включения,трещины, царапины, коррозионные повреждения, потери местного происхождения). Приводят к снижению несущей способности трубы;

3. дефекты поперечных сварных швов (непровары,поры и смещение кромок шва);

4. дефекты продольного заводского шва. ВТД включает в себя следующие этапы:

1) очистка внутренней полости трубопровода от посторонних предметов, окалин, отложений с помощью очистных устройств;

2) калибровка трубопровода скребком-калибром с калибровочным блоком;

3) профилеметрия трубопровода, которая осуществляется с помощью профилемера, с дальнейшим заключением о возможности проведения. диагностики магнитными дефектоскопами продольного (MFL) и поперечного (TFI) намагничивания с дальнейшими рекомендациями по устранению дефектов геометрии, которые могут препятствовать пропуску магнитных дефектоскопов.

4) дефектоскопия стенки трубы, продольных и поперечных швов магнитными дефектоскопами, для выявления недопустимых дефектов, которые требуют срочного ремонта;

5) формирование отчета по результатам ВТД с рекомендациями по ремонту и определенным остаточным ресурсом трубопровода.

При эксплуатации трубопроводов происходит загрязнение его внутренней поверхности частицами породы, окалиной, отслоившейся от труб, конденсатом, водой, метанолом и.т.д. Это приводит к увеличению коэффициента гидравлического сопротивления и соответственно к снижению пропускной способности газопровода. Внутреннюю поверхность газопровода от загрязнений очищают следующими способами: периодически очистными устройствами без прекращения перекачки газа; разовым использованием очистных устройств с прекращением подачи газа;установкой конденсатосборников и дренажей в пониженных точках газопровода; повышением скоростей потоков газа в отдельных нитках системы газопроводов и последующим улавливанием жидкости в пылеуловителях.

В качестве очистных устройств применяют очистные поршни, скребки, поршни-разделители. В зависимости от вида загрязнений применяют и определенные очистные устройства. Основное требование к ним: быть износостойкими, обладать хорошей проходимостью через запорные устройства, простыми по конструкции и дешевыми. Наиболее часто применяют очистные устройства типа ДЗК-РЭМ, ОПР-М, позволяющие одновременно очищать полость газопровода от твердых и жидких веществ. Для очистки газопроводов больших диаметров применяют поршни- разделители ДЗК-РЭМ-1200, ДЗК-РЭМ-1400, ОР-М-1200, ОПР-М-1400.

Дефекты таких типов надежно обнаруживаются внутритрубными инспекционными приборами (ВИП) продольного намагничивания (по зарубежной классификации — MFL).Однако для поиска и обнаружения продольных трещин и зон трещин КРН создаются ВИП поперечного

намагничивания (TFI), поскольку приборами типа MFL их обнаружить невозможно.

Необходимо отметить, что приборы MFL и TFI работают на магнитном принципе контроля, который основан на регистрации полей рассеяния от дефекта в стенке трубы. Зоны трещин КРН при намагничивании организуют достаточно слабые поля, которые трудно зафиксировать датчиковой системой.

Преимущества внутритрубного способа измерений заключаются в том, что он не требует установки приборов постоянного контроля во время строительных работ и позволяет осуществлять регулярный контроль деформаций на всем протяжении действующего трубопровода с высокой производительностью. Это позволяет своевременно выявлять опасные участки, требующие производства ремонтных работ.

Кроме принципиальных ограничений этого метода пока еще существуют чисто технические трудности его применения, которое, с одной стороны, сдерживается вследствие большой дороговизны обследования, другой причиной является то, что устройства в основном разработаны для трубопроводов больших диаметров, т.е. могут применяться только для относительно новых газопроводов. Кроме того, старые газопроводы, не оборудованные камерами приема-запуска поршней, сваренные с подкладными кольцами из труб разных диаметров, имеют отводы с малыми радиусами кривизны, с неравнопроходными кранами и т.д., не приспособлены к внутритрубной диагностике. Поэтому ее внедрение в требуемом объеме возможно только после проведения реконструкции. Кроме того, недостаточно разработано методическое обеспечение обработки результатов обследования, оценки и прогноза состояния линейной части по ее результатам

Поршень монтируют с двумя, тремя, и более очистными элементами. Для движения поршня по газопроводу на нем создается определенный перепад давления, который зависит в основном от его конструкции. Создаваемый перепад р на поршне в среднем равен 0,03-0,05 Мпа.

На всех проектируемых и вновь вводимых трубопроводах предусматривают устройства по очистке внутренней полости газопровода от загрязнения при помощи пропуска очистных поршней. В состав устройства входят узлы пуска и приема очистных поршней, система контроля и автоматического управления процессов очистки. Узлы пуска и приема очистных поршней изготавливают на рабочее р 7,5 Мпа и температуру рабочей среды от -60 до 60 С0. Для контроля за прохождением очистных устройств по газопроводу в отдельных его точках стоят анализаторы прохождения поршня. Разработан комплекс Волна-1, предназначенный как для сигнализации прохождения очистных устройств по газопроводу, так и для отыскания их в случае застревания в нем.

Дефекты, наиболее часто встречающиеся при производстве трубы — это расслоения, дефекты проката, аномалии продольных сварных швов (непроваренные стыки); при строительстве трубопровода — вмятины, гофры,

задиры, дефекты сварки кольцевого шва, плохая изоляция, которая в процессе эксплуатации трубопровода становится причиной развития коррозийных повреждений, а также в сочетании с другими факторами (высокое давление в трубопроводе, доступ грунтовых вод, кислотность почв, загрязненный металл трубы и др.) способствует возникновению самого опасного дефекта — мелких трещин коррозионного растрескивания под напряжением (КРН).Дефекты КРН представляют собой мелкую сетку трещин на поверхности трубы, которые при определенных условиях объединяются в магистральную трещину, и происходит разрушение трубопровода.

6. Виды труб.

6.1 Гибкие трубы.

Гибкие эластичные трубы были изобретены в истоке 80-х годов для борьбы с ржавчиной трубопроводного автотранспорта. Эластичные трубы были базируются на технических решениях русских и французских нефтяников, которые действовали сообща для проектного создания методов усадки для бурения глубочайших скважин с постоянным действием спуска и подъема. Конкретно данные конструкции эластичных бурильных труб, которые были кропотливо проверены в течение 5 лет при бурении экспериментальной глубочайшей скважины, были заложены в качестве базы для трубных систем для транспортировки жидкостей трубопроводам.

Гибкие полимерные трубы, состоят из высокопрочных слоев стали, которые постоянно чередуются с полимерными слоями. Данная схема производства делает их устойчивыми к экстремальным температурам, динамике потока жидкости, передвижениям грунта, транспортируемым и монтажным нагрузкам и даже механическим повреждениям. Гибкие трубы применяют в некоторых нефтяных компаниях России «ЛУКОЙЛ», «РОСНЕФТЬ», «СЛАВНЕФТЬ», «ТНК», «СИБНЕФТЬ» и др. Гибкие трубы с недавних времен работают на некоторых месторождениях нефтегазодобывающих компаний, а также на нефтяном месторождении которое расположено на побережье Северного Ледовитого океана. Данный тип труб применяется и они работают можно сказать что почти во всех климатических условиях России и стран СНГ, используются даже при температуре окружающей среды от - 60 до + 50 градусов по Цельсию, в том числе: в Урало-Поволжье, в Западной Сибири, в Республике Коми, на Сахалине, в Якутия, а также в республиках Казахстан и Азербайджан.

Помимо нефтяной и газовой промышленности, данный тип труб работают на различных предприятиях, такие как: предприятия химической, нефтеперерабатывающей, геологической, угольной и других отраслей промышленности России.

Трубы гибкие полимерно металлические (ГПМТ)

Гибкие полимерно-металлические трубы (ГПМТ) предназначены для прокладки наземных и подземных трубопроводов при транспортировке нефти, нефтепродуктов, нефтяных и газовых смесей, воды с агрессивными примесями, а также для питьевого и бытового водоснабжения.

Назначение и область применения ГПМТ:

- Трубопроводы питьевой воды
- Трубопроводы пластовых сточных вод
- Нефтепроводы
- Подводные трубопроводы
- Трубы для бурение
- Трубы для геологоразведки
- Коммунальное хозяйство

Трубы ГПМТ применяются при нефтедобыче, добыче жидких и газообразных полезных ископаемых в качестве высоконапорных трубопроводов.

Производство труб ГПМТ освоено в 1998 году. Трубы ГПМТ применяются на месторождениях ОАО «Юганскнефтегаз», «Томскнефть», «Нижневартовскнефтегаз», «Сахалинморнефтегаз».

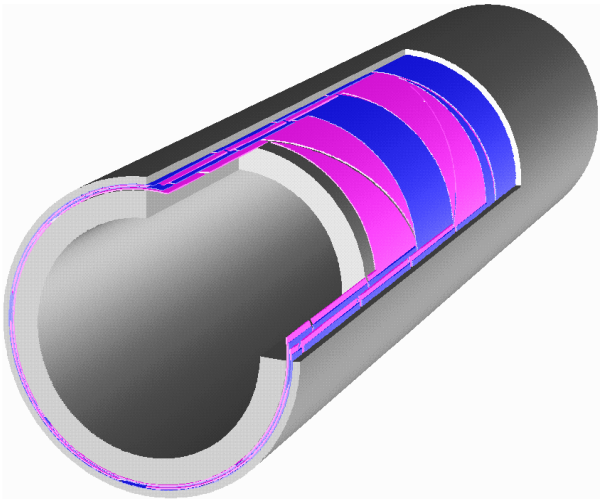


Рисунок 6.1 Конструкция ГПМТ.

Внутренняя часть уплотнительной оболочки изготовлена из полиэтилена низкого давления и имеет продольные направляющие из стальной проволоки или кабеля диаметром 3 мм. Несущий элемент из стальной ленты толщиной 0,6-0,8 мм накладывается на верхнюю часть корпуса. Промежуточный слой между металлической лентой и наружным кожухом выполнен из клейкой ленты ПВХ. Внешняя защитная оболочка монолитная из полиэтилена высокого давления толщиной 3 мм.

ПАРАМЕТРЫ	ГПМТ-75	ГПМТ-100	ГПМТ-150	ГПМТ-200
Внутренний диаметр, мм	75	90	131	190
Наружный диаметр, мм	90	125	170	266
Длина трубы, макс., м	300	300	200	12
Минимальный радиус изгиба, м	0.9	1,1	1,6	2,3
Вес 1 пог.м., кг	7,1	10,8	18,2	33,5
Температура эксплуатации, град С	-45...+95			
Давление ном/макс	4 МПа/ 6 МПа			
Тип концевого элемента	под сварку/фланцевый			
Относительное удлинение	0,25%			

Рисунок 6.1.2 Технические характеристики ГПМТ

Трубы поэтиленовые (ПНД)

При строительстве подземных газопроводов широко используются полиэтиленовые трубы, которые обладают рядом преимуществ по сравнению с трубами, изготовленными из стали [8].

Полиэтиленовые трубы (трубы ПНД) – это трубы, изготовленные из полиэтилена низкого давления и предназначенные для трубопроводов, транспортирующих различные жидкости – воду (в том числе для хозяйственного и питьевого водоснабжения), этиленгликолевые смеси и другие жидкие и газообразные вещества, к которым полиэтилен химически стоек. Напорные полиэтиленовые трубы для газоснабжения производятся по ГОСТ 50838-2001. Поставляются трубы ПНД в бухтах или намотанными на барабаны (см. рис. 6.1.3).

Рисунок 6.1.3 Трубы полиэтиленовые.

При строительстве подземного газопровода полиэтиленовые трубы укладывают прямо в грунт без специальной защиты и изоляции, в которых нуждаются стальные трубы. Высокая пластичность и прочность на разрыв позволяют прокладывать их в пучинистых грунтах и в регионах с повышенной сейсмической активностью.

Особенным преимуществом является полное отсутствие коррозии при контакте с водой у полиэтиленовых труб. В отличие от стали, физические и химические свойства полиэтилена гарантируют герметичность и устойчивость, деструкции и потери массы под воздействием агрессивных веществ (кислоты, щелочи и др.), находящихся в почве и в транспортируемой среде, в течение всего

срока эксплуатации. Трубы ПНД отличаются от стальных высокими показателями пластичности, радиус изгиба труб – не менее 10 наружных диаметров. Вследствие этого при монтаже трубопровода требуется меньше соединительных деталей, упрощается проектирование и строительство трубопровода. Полиэтиленовые трубы весят в 7 раз меньше стальных аналогичного диаметра. Для сварки полиэтиленовых труб не требуется тяжелая техника, ниже потребление энергии, по сравнению со сваркой стальных труб. К тому же возможность применения длинномерных труб в бухтах снижает количество сварных соединений в 15-20 раз. Все вышеперечисленное позволяет значительно снизить сроки строительства газопроводов и уменьшить капитальные затраты [8].

Полиэтиленовые трубы имеют пропускную способность на 25-30% выше, чем у стальных за счет более гладкой внутренней поверхности и отсутствия внутренних отложений. Эквивалентная шероховатость полиэтиленовых труб по различным оценкам составляет от 0,0015 мм до 0,05 мм, для стальных труб этот показатель находится в диапазоне 0,1-1,0 мм.. Внутренний диаметр стальных труб со временем уменьшается вследствие коррозионного зарастания. Диаметр же полиэтиленовых труб увеличивается в процессе эксплуатации без потери работоспособности за счет характерного для полиэтилена явления ползучести. Это увеличение составляет около 1,5% за первые 10 лет и около 3% за весь срок службы трубопровода. Вследствие этого внутренняя поверхность полиэтиленовых труб со временем становится более мягкой и гладкой, что улучшает условия обтекания стенки полиэтиленовой трубы и снижает гидравлическое сопротивление [8]..

К достоинствам полиэтиленовых труб также относятся надежность, долговечность, низкие эксплуатационные расходы. Срок службы стальных подземных трубопроводов составляет не более 25 лет, тогда как срок эксплуатации полиэтиленовых трубопроводов – не менее 50 лет. Полиэтиленовые трубы не подвержены электрохимическим реакциям, т.е. не требуют применения активных методов защиты газопроводов от блуждающих

токов, что создает дополнительную значительную экономию средств при строительстве и эксплуатации трубопровода.

К недостаткам труб ПНД относят невозможность их использования при очень низких температурах. Однако стремительное развитие технологий производства полимеров на современном этапе позволяет гарантировать надёжность эксплуатации полиэтиленовых труб при температурах от -50°С до + 60°С. Тем не менее, свои минусы у труб ПНД, конечно есть. В первую очередь это чувствительность их к резким перепадам температур. Показатели предельного рабочего давления в трубах уменьшаются с повышением температуры, а при температуре +100°С полиэтиленовые трубы просто плавятся. Кроме того, полиэтиленовые трубы чувствительны к ультрафиолетовому излучению. В связи с этим, полиэтиленовые трубы пока не используют при строительстве наружных и магистральных газопроводов, хотя технологии изготовления постоянно совершенствуются, что дает реальную перспективу использования полиэтиленовых труб в газоснабжении более широко [8].

Трубы с внутренним покрытием.

Трубы с внутренним покрытием, сварные стыки которых защищены напылёнными протекторами. На промыслах накоплен определённый опыт работы с такими трубами. Рассмотрение условий их эксплуатации показывает, что ускоренное появление негерметичности наблюдается только на газлифтных направлениях. Участки трубопроводов, куда поступает продукция, скважин с механизированной добычей подвергаются коррозии в значительно меньшей степени. Следует подчеркнуть, появление негерметичностей наблюдается только в зоне сварки и зоне нанесения протектора, которая занимает расстояние по 300 мм в обе стороны от сварочного шва. Для дальнейшего повышения надёжности трубопроводов с внутренним покрытием необходимо изменение способа защиты сварного соединения.

Трубы с внутренним антикоррозионным покрытием применяются при строительстве промысловых трубопроводов, технологических трубопроводов насосных станций, компрессорных станций и других объектов нефтегазовой промышленности и трубопроводов объектов, для защиты стальной поверхности труб от коррозионных и эрозионных воздействий транспортируемых СМИ и уменьшить гидравлическое сопротивление.Трубы с внутренним антикоррозионным покрытием применяются при строительстве промысловых трубопроводов, технологических трубопроводов насосных станций, компрессорных станций и других объектов нефтегазовой промышленности и трубопроводов объектов, для защиты стальной поверхности труб от коррозионных и эрозионных воздействий транспортируемых СМИ и уменьшить гидравлическое сопротивление.

Рисунок 6.1.3 Трубы с внутренним покрытием.

6.2 Стеклопластиковые трубы

Имеется некоторый опыт эксплуатации стеклопластиковых труб на предприятиях АО «Томскнефть» ВНК и др.

Известно, что стеклопластиковые трубы не подвергаются коррозии и основными причинами появления негерметичностей при их эксплуатации являются:

Механическое повреждение труб;

Неправильный расчет опор при надземной прокладке.

Определённые проблемы может вызвать стыковка стеклопластиковых труб со стальными в местах переходов и соединений. Кроме упомянутых источников, как это ни выглядит странным, на внутренней поверхности стеклопластиковых труб возможно отложение твёрдых осадков, приводящих к уменьшению проходного сечения. Подобные случаи уже имели место, как при перекачки подтоварной воды, так и при транспортировки малообводнённой нефти.

Рисунок 6.2 Трубы стеклопластиковые.

Трубопроводы устойчивы к внутренней коррозии, которая возникает при воздействии химических веществ, сырой нефти, остаточных веществ,

проникающей воды и бактерий. Кроме того, они устойчивы к внешней коррозии даже в самых неблагоприятных условиях окружающей среды и не нуждаются в катодной защите.

Снижение затрат на обслуживание. Гладкая внутренняя поверхность и устойчивость к ультрафиолетовому излучению снижают затраты на обслуживание как поверхностных, так и утопленных трубопроводов.

Легкий вес - простая установка так как стеклопластиковые трубы весят в 4–8 раз меньше чем стальная труба, могут быть легко установлены без использования тяжелого оборудования.

6.3 Стальные трубы с повышенными эксплутационными характеристиками

В последние годы значительный прогресс достигнут в области повышения качества изготовления стальных труб. Здесь в первую очередь понимается повышение их коррозионных и хладостойких свойств, что достигается проведением операции термообработки труб, применением сталей с пониженным содержанием марганца (сталь 20) и небольшим содержанием хрома (до 1%). Трубы подобного типа изготавливаются на ряде российских заводов (Таганрогский, Волжский, Северский, Синарский).

Опыт эксплуатации стальных труб улучшенного качества показывает, что их коррозионная стойкость действительно выше. Но это не «коррозионно-стойкие трубы», этот термин, как известно, относится к классу нержавеющих сталей. В этой связи, коррозионная стойкость труб улучшенного качества должна сравниваться с аналогичными показателями труб, изготовленных по обычной технологии. В любом случае длительный безаварийный срок эксплуатации труб из углеродистых сталей в агрессивных средах (особенно при высокой обводнённости) может быть достигнут только при использовании комплекса

средств включающих ингибиторную защиту, очистку труб от осадков и увеличение толщины стенки в разумных пределах (до 9 – 10 мм).

В сравнении с традиционными жесткими стальными трубами, в т.ч. защищенными лакокрасочными, эмалевыми, полимерными и иными видами покрытий, гибкие трубы обладают рядом преимуществ, а именно:

Высокой химической стойкостью к нефтепромысловым средам, в т.ч. к нефти, пластовым сточным водам, содержащим сероводород, углекислый газ, Изм.

мехпримеси, свободный кислород, активные ионы хлора; а также к нефтепродуктам, морской воде и т.д. Успешно противостоят различным кислотам, в т.ч. фосфорной, кремнефтористоводородной, соляной, серной и др.

2. Высокой механической прочностью к комплексу нагрузок, прилагаемых к гибкой трубе в процессе ее транспортирования, монтажа и эксплуатации.

3. Высокой монтажеспособностью, что позволяет существенно сократить затраты времени и труда при строительстве трубопроводов, улучшить условия труда за счет повышения доли механизированных операций в общем балансе времени строительства трубопровода.

4. Повышенной транспортабельностью: транспортируются всеми видами транспорта и имеют значительно большую вместимость в транспортное средство. Железнодорожный полувагон, в зависимости от типоразмера трубы, вмещает свыше 3-х километров гибких труб, свернутых в бухты.

5. Повышенной пропускной способностью и стабильной во времени гидравлической характеристикой.

6. Повышенной заводской готовностью. Не требуют при своем монтаже применения сварочных, подгоночных, теплоизоляционных и других работ. Поставляются в комплекте с крепежными деталями, уплотнительными кольцами, ответными и испытательными фланцами.

7. Сроком службы более двадцати лет в средах, в которых срок службы стальных труб не превышает 6 месяцев.

Применение гибких труб обеспечивает потребителю сохранение экологии окружающей среды; сокращение объемов строительно-монтажных работ до 50%; экономию металла до 70-80%; снижение гидравлических сопротивлений на 15-20%; сохранение исходных гидравлических характеристик в течение всего эксплуатационного периода; увеличение срока службы внутрипромысловых трубопроводов до 20 и более лет; сокращение Изм.

числа порывов трубопроводов в десятки раз, и т.д.. В целом можно сказать, что применение коррозионностойких гибких труб позволяет Потребителю перевести парк внутрипромысловых трубопроводных коммуникаций в безаварийный режим эксплуатации.

При использовании гибких труб объемы строительно-монтажных работ сокращаются до 50%. Один километр гибкого трубопровода монтируется за 4-5 часов, чему способствуют большая строительная длина секций, их гибкость и малый радиус изгиба. Прокладка гибких труб сводится к их сматыванию с отдающих устройств в траншею, или непосредственно на грунт, и затяжке шпилек фланцевых соединений. При этом полностью исключаются любые подгоночные, сварочные и изоляционные работы.

Свойства гибких полимерно-металлических труб:

- химическая стойкость
- высокая механическая прочность
- высокая сейсмостойкость
- стабильная во времени гидравлическая характеристика
- повышенная пропускная способность
- улучшенная теплоизоляция
- высшая степень заводской готовности
- высокая монтажеспособность и транспортабельность
- высокая степень адаптации к рельефуместности и состоянию грунта
- высокая степень устойчивости к природным условиям.

7. Расчет промыслового трубопровода.

Исходные данные:

Внутренний диаметр dвн = 190 мм;

длина трубопровода L = 2000 м;

часовая пропускная способность Qч = 200 м3/ч;

плотность перекачиваемой нефти ρ = 870 кг/м3;

кмнематическая вязкость нефти vt = 0.994*10-4 м2/с.

7.1. Расчет трубопровода из стальных труб

Секундный расход нефти в трубопроводе:

$$Q = Q_ч / 3600 = 200/3600 = 0{,}056 м^3/с$$

Средняя скорость нефти в трубопроводе:

$$V = \frac{4Q}{S_{прох}} = \frac{4*200}{3600*3{,}14*0{,}19^2} = 1{,}96 м/с$$

Режим движения потока в трубопроводе характеризуется числом Рейнольдса:

$$\mathrm{Re} = \frac{V*d}{v_t} = \frac{1.96*0.19}{0.997*10^{-4}} = 3935 > 2320,$$

получаем режим движения нефти в трубопроводе – турбулентный.

Для определения зоны трения необходимо определить переходные числа Рейнольдса:

$$\mathrm{Re}_1 = 10/\varepsilon$$
$$\mathrm{Re}_2 = 500/\varepsilon,$$

где ε = Kэ/d – относительная шероховатость труб, выраженная через эквивалентную шероховатость Kэ и диаметр.

$$\varepsilon = K_э / d = 0.5 / 190 = 0.00263$$

$$\mathrm{Re}_1 = \frac{10}{0.00263} = 3702.3$$

$$\mathrm{Re}_2 = \frac{500}{0.00263} = 190114$$

зона смешанного трения:

$$\mathrm{Re}_1 < \mathrm{Re} < \mathrm{Re}_2$$
$$3702.3 < 3935 < 190114$$

Коэффициент гидравлического сопротивления в этом случае определяется по формуле Альтшуля:

$$\lambda = 0.11(\varepsilon + \frac{68}{\mathrm{Re}})^{0.25} = 0.11(0.00263 + \frac{68}{3935})^{0.25} = 0.04$$

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

$$h = \lambda \frac{L * v^2}{d * 2g} = 0.04 \frac{2000 * 1.96^2}{0.19 * 2 * 9.8} = 82.5 м,$$

если перевести полученный результат в потери давления, то получим:

$$\Delta p = \rho * g * h = 870 * 9.8 * 82.5 = 7.2 атм$$

7.2. Расчет трубопровода из ГПМТ

Эквивалентная шероховатость ГПМТ примерно на 30 % ниже, чем у стальных труб, и составляет Кэ = 0,3.

Тогда:

$$\varepsilon = K_э / d = 0.3 / 190 = 0.00158$$

$$\mathrm{Re}_1 = \frac{10}{0.00158} = 6329$$

$$\mathrm{Re}_2 = \frac{500}{0.00158} = 316456$$

получаем зону гидравлически гладких труб:

$$2320 < \mathrm{Re} < \mathrm{Re}_1$$

$$2320 < 3935 < 6329$$

Коэффициент гидравлического сопротивления в этом случае определяется по формуле Блазиуса:

$$\lambda = 0.3164/\mathrm{Re}^{0.25} = 0.3164/3935^{0.25} = 0.027$$

Тогда потери напора на трение:

$$h = \lambda \frac{L * v^2}{d * 2g} = 0.027 \frac{2000 * 1.96^2}{0.19 * 2 * 9.8} = 55.7 м,$$

если перевести полученный результат в потери давления, то получим:

$$\Delta p = \rho * g * h = 870 * 9.8 * 55.7 = 4.8 атм$$

Следовательно, можно сделать вывод о том, что при применении ГПМТ вместо стальных труб за счет меньшей эквивалентной шероховатости труб уменьшается коэффициент гидравлического сопротивления трубопровода, а также уменьшаются потери напора на трение, что положительно влияет на весь процесс перекачки.

8. Моделирование в программе ANSYS

Lана толстостенная труба под внутренним давлением, характеристики которой представлены в таблице 1. Необходимо определить напряженно-деформированного состояния длинной толстостенной стальной трубы, находящейся под действием внутреннего давления.

В отчете по решению задачи необходимо показать изображение напряжений Sx; провести анализ эквивалентных по Мизесу напряжений, сравнить в зависимости от сетки узлов отображения результатов в графической форме, дать характеристику нагружения и возможные случаи разрушения.

Таблица 1

Исходные данные к заданию

№пп	Наружный диаметр трубопровода, мм	Толщина стенки трубы, мм	Длина трубы, мм	Трубопровод изготовлен из стали	Рабочее давление, МПа
4	400	8	20000	09Г2С	5,5

Решение:

Решение задачи производилось в программном комплексе ANSYS R 13.0

Построение геометрической модели

Этап построения геометрической модели реализуется элементом *Geometry*. Геометрическая модель создается в модуле *Design Modeler* по исходным данным задания с помощью инструментов рисования эскиза и операции линейного выдавливания *(Extrude)*. Получившаяся модель представлена на рисунке 8.

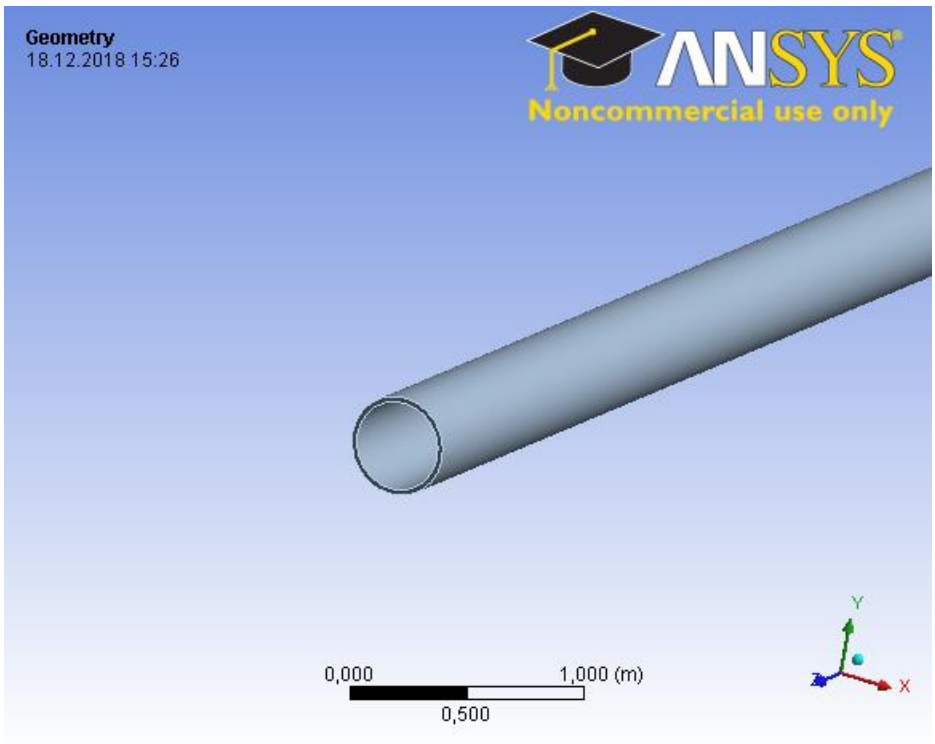


Рисунок 8 – Геометрическая модель

Задание свойств материала

Модуль управления материалами представлен элементом *Engineering Data*. Добавляем свой материал сталь 09Г2С, для которой задаем следующие основные характеристики:

- плотность 7850 кг/м^3;
- модуль Юнга 200000 МПа;
- коэффициент Пуассона 0,3;
- предел текучести 343 МПа;
- предел прочности 490 МПа.

Далее переходим к работе с полученной моделью в модуле *Mechanical* через элемент *Model*.

Построение конечно-элементной сетки

Производим автоматическую генерацию конечно-элементной сетки, задав параметр размера элементов *Size* на уровне *Coarse*. Получившаяся модель с наложенной сеткой представлена на рисунке 8.1.

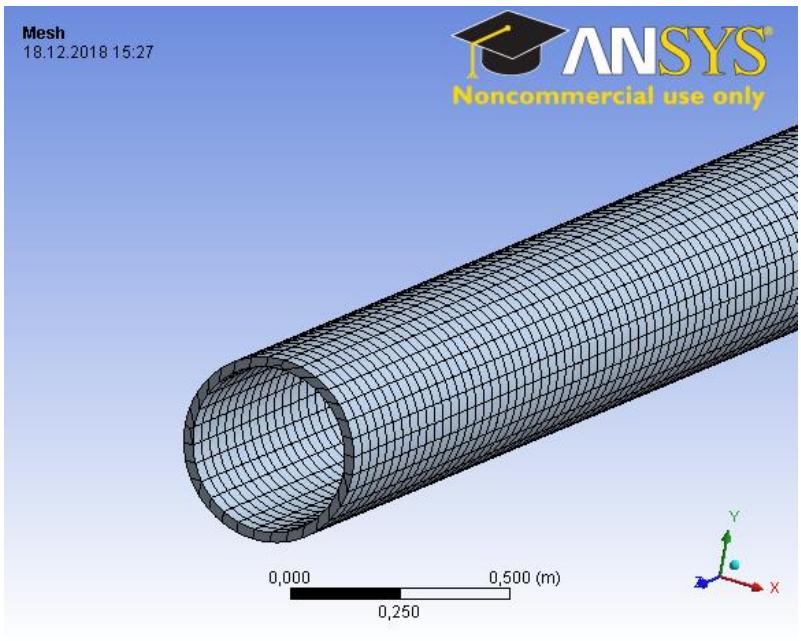


Рисунок 8.1 – Конечно-элементная сетка №1

Так как по заданию нам необходимо сравнить результаты расчета эквивалентных напряжений по Мизесу для различных сеток, создадим ещё одну конечно-элементную сетку, в которой размер элементов *Size* установлен на уровне *Fine* (рисунок 8.2).

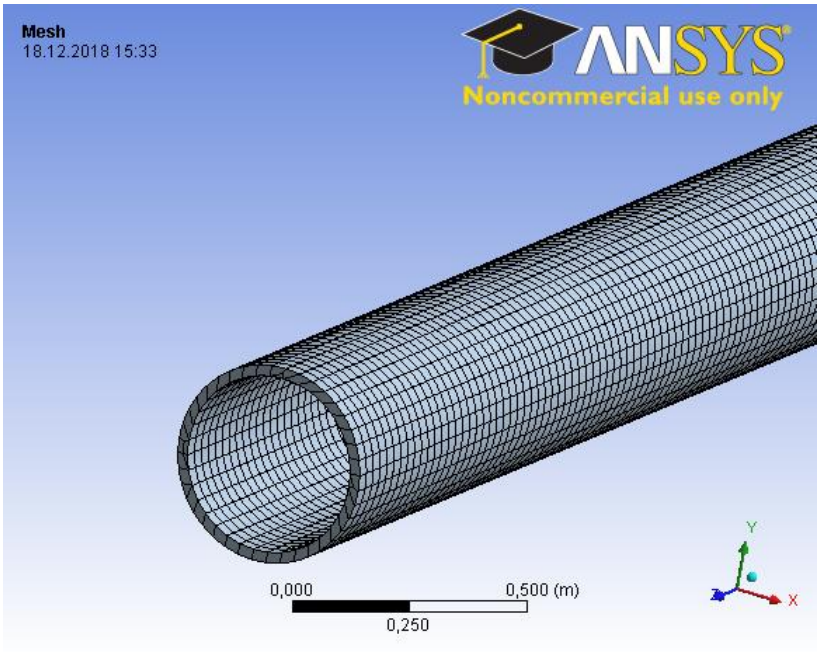


Рисунок 8.2 – Конечно-элементная сетка №2

Задание нагрузок

К внутренней поверхности трубы с помощью команды *pressure* приложим давление, равное 5500000 Па (рисунок 8.3).

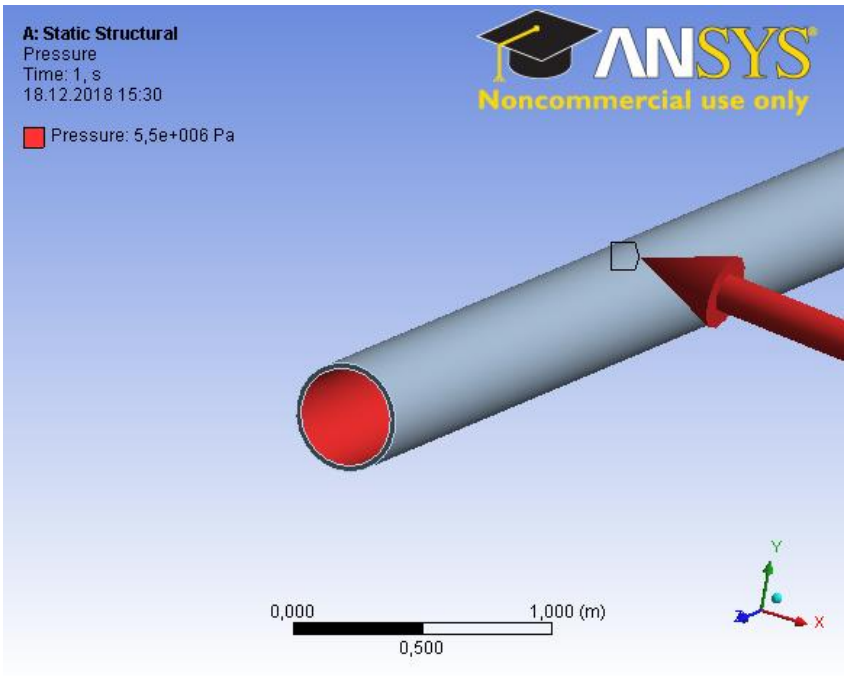


Рисунок 8.3 – Приложенная нагрузка

Теперь можно перейти непосредственно к расчету значений напряжений согласно условиям задачи.

Напряжения Sx

Для того, чтобы получить изображение напряжений S_x, воспользуемся командой *Stress – Normal – Asix X*. Получившееся изображение представлено на рисунке 8.4.

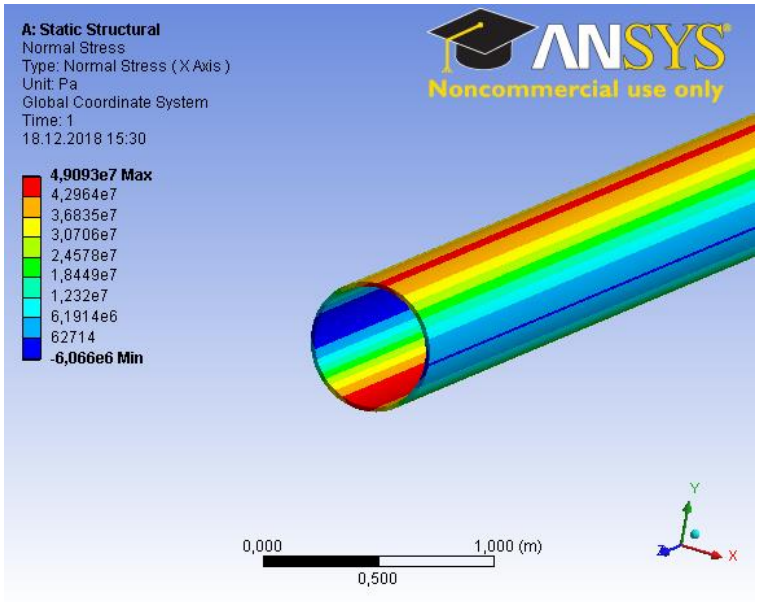


Рисунок 8.4 – Напряжения Sx

Эквивалентные напряжения по Мизесу

Расчет эквивалентных напряжений по Мизесу осуществляем для двух конечно-элементных сеток с помощью команды *Stress – Equivalent (von-Mises)*. Полученные результаты представлены на рисунках 8.5-8.6.

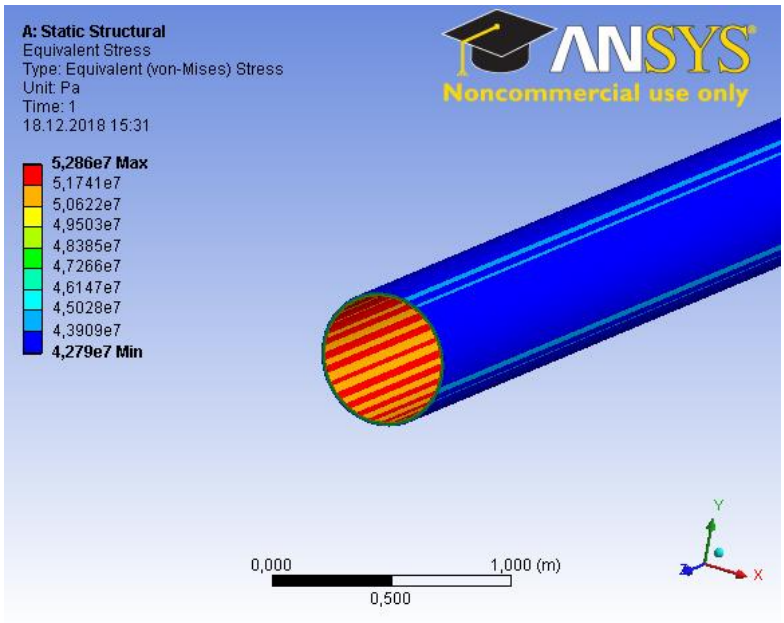


Рисунок 8.5 – Эквивалентные напряжения по Мизесу для сетки №1

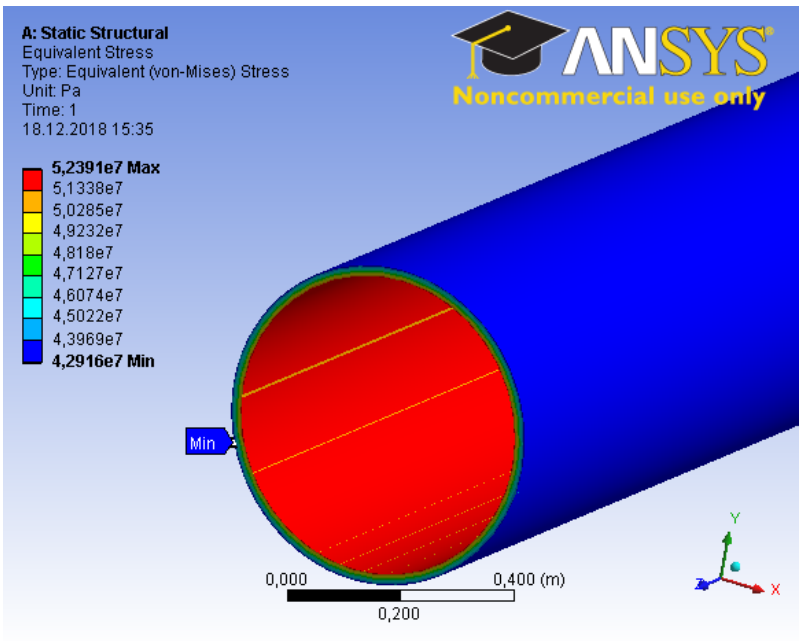


Рисунок 8.6 – Эквивалентные напряжения по Мизесу для сетки №2

Выводы: в результате проведения исследования напряженно-деформированного состояния трубы под давлением удалось установить, что наибольшее напряжение возникает на внутренней поверхности стенки трубы и составляет 49 МПа.

Так как полученное напряжение меньше предела прочности выбранной стали, разрушение при заданной нагрузке не произойдет. Если рассматривать в качестве предельного напряжения предел текучести, коэффициент запаса составляет 7.

9. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение

9.1. Оценка комерческого потенциала проекта

Повышение надежности трубопроводов является актуальной проблемой на этапе их эксплуатации. В данное момент одна из важнейших проблем нефтегазодобывающей отрасли возникновение аварий на промысловых трубопроводах. По существующим данным Госгортехнадзора РФ, с каждым годом насчитывается 50 – 70 тыс. аварий связанных с герметичностью и разрывами труб, количество аварий продолжает расти с каждым годом. В настоящее время основная причина аварий – коррозия. Так как на сегодняшний день существует значительное количество различных технологий для ремонта промысловых трубопроводов, то, помимо технической части, чаще всего рассматривают их перспективность с точки зрения экономичности.

9.2 Анализ конкурентных технических решений с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения

Детальный анализ конкурирующих разработок, существующих на рынке, необходимо проводить систематически, поскольку рынки пребывают в постоянном движении. Такой анализ помогает вносить коррективы в научное исследование, чтобы успешнее противостоять своим соперникам. Важно реалистично оценить сильные и слабые стороны разработок конкурентов.

Анализ конкурентных технических решений с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения позволяет провести оценку сравнительной эффективности научной разработки и определить направления для ее будущего повышения. Целесообразно проводить данный анализ с помощью оценочной карты.

Таблица 1 – Оценочная карта для сравнения конкурентных технических решений

Критерии оценки	Вес критерия	Баллы			Конкурентоспособность		
		$Б_Ф$	$Б_{к1}$	$Б_{к2}$	$К_ф$	$К_{к1}$	$К_{к2}$
Технические критерии оценки ресурсоэффективности							
1. Срок службы	0,11	4	4	3	0,44	0,44	0,33
2. Ремонтопригодность	0,13	4	2	2	0,52	0,26	0,26
3. Надежность	0,12	5	2	4	0,60	0,24	0,48
4. Простота ремонта	0,1	4	1	3	0,40	0,1	0,3
5. Удобство в эксплуатации	0,08	5	4	2	0,40	0,32	0,16
6. Простота эксплуатации	0,06	5	2	3	0,30	0,12	0,18
Экономические критерии оценки эффективности							
1. Конкурентоспособность продукта	0,08	4	4	3	0,32	0,32	0,24
2. Цена	0,15	5	4	3	0,75	0,6	0,45
3. Предполагаемый срок эксплуатации	0,08	4	4	4	0,32	0,32	0,32
4. Послепродажное обслуживание	0,05	5	3	3	0,25	0,15	0,15
5. Наличие сертификации разработки	0,04	4	2	3	0,08	0,04	0,06
Итого	1	49	32	33	4,38	2,91	2,93

$Б_Ф$ – Применение стеклопластиковых труб;

$Б_{к1}$ – Применение металлических струб;

$Б_{к2}$ – применение гибких полимерно металлических труб.

По таблице 1 видно, что наиболее эффективно использовать стеклопластиковые трубы, так же они являетсю наиболее надежными по сравнению с другими типами труб.

1. Конкурент 1 – применение металлических труб.

$$k1 = \frac{\text{Бф}}{\text{Бк1}} = \frac{49}{32} = 1{,}53;$$

2. Конкурент 2 – применение гибко полимерно металлических труб.

$$k2 = \frac{\text{Бк2}}{\text{Бк1}} = \frac{33}{32} = 1{,}03$$

В каждом случае видно что данный тип труб конкурентоспособен, т.к. К>1.

9.3 SWOT – анализ

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

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

Результаты первого этапа SWOT-анализа представлены в табличной форме (смотреть табл. 6).

После того как сформулированы четыре области SWOT переходим к реализации второго этапа. Второй этап состоит в выявлении соответствия сильных и слабых сторон научно-исследовательского проекта внешним условиям окружающей среды. Это соответствие или несоответствие должны помочь выявить степень необходимости проведения стратегических

изменений. Интерактивная матрица проекта представлена в табл. 2, табл. 3, табл. 4, табл. 5.

Таблица 2 – Интерактивная матрица возможностей и сильных сторон проекта

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

При анализе данной интерактивной таблицы можно выделить следующие сильно коррелирующие возможности и сильные стороны проекта: В1С1, В1С4.

Таблица 3 – Интерактивная матрица возможностей и слабых сторон проекта

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

При анализе данной интерактивной таблицы можно выделить следующие сильно коррелирующие возможности и слабые стороны проекта: В1Сл1.

Таблица 4 – Интерактивная матрица угроз и сильных сторон проекта

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

При анализе данной интерактивной таблицы можно выделить следующие сильно коррелирующие угрозы и сильные стороны проекта: У1С4.

Таблица 5 – Интерактивная матрица угроз и слабых сторон проекта

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

При анализе данной интерактивной таблицы можно выделить следующие сильно коррелирующие угрозы и сильные стороны проекта: У1Сл1.

В рамках третьего этапа составляем итоговую матрицу SWOT-анализа (табл. 6).

Таблица 6 – Матрица SWOT

	Сильные стороны научно-исследовательского проекта: С1: Надежность; С2 Простота эксплуатации; С3: Малый вес; С4 Использование инновационной структуры ТПУ.	**Слабые стороны научно-исследовательского проекта:** Сл1: Небольшой опыт использования; Сл2: Большой срок поставок материалов; Сл3: Внутренние производственные проблемы; Сл4: Отставание в области исследования и разработок.

Возможности: В1: Сотрудничество с изготовителями промышленных фильтров; В2: Повышение стоимости конкурентных разработок; В3: Использование других материалов для труб.	Результаты анализа интерактивной матрицы проекта полей «Сильные стороны и возможности»: В1С1 – сотрудничать с изготовителями тру, повышая их надежность. В1С4 – заключить договор о сотрудничестве с ТПУ; на основе постановления правительства № 218 «О мерах государственной поддержки развития кооперации российских образовательных организаций высшего образования, государственных научных учреждений и организаций» от 9.04.2010 г.	Результаты анализа интерактивной матрицы проекта полей «Слабые стороны и возможности»: В1Сл1 – использовать другие материалы, которые повышают надежность разработки.
Угрозы: У1: Отсутствие спроса на новые продукты;	Результаты анализа интерактивной матрицы проекта полей	Результаты анализа интерактивной матрицы проекта полей

У2: Снижение бюджета на разработку; У3: Высокая конкуренция в данной отрасли.	«Сильные стороны и угрозы»: У1С4 – заключение договоров с контрагентами ТПУ.	«Слабые стороны и угрозы»: У1Сл1 – увеличить срок службы за счет использования новых материалов, увеличивает спрос на новый продукт.

9.4 Планирование научно-исследовательских работ

Структура работ в рамках научного исследования

Планирование комплекса предполагаемых работ осуществляется в следующем порядке: - определение структуры работ в рамках научного исследования; - определение участников каждой работы; - установление продолжительности работ; - построение графика проведения научных исследований. Для выполнения научных исследований формируется рабочая группа, в состав которой могут входить научные сотрудники и преподаватели, инженеры, техники и лаборанты, численность групп может варьироваться. По каждому виду запланированных работ устанавливается соответствующая должность исполнителей. В данном разделе необходимо составить перечень этапов и работ в рамках проведения научного исследования, провести распределение исполнителей по видам работ. Примерный порядок составления этапов и работ, распределение исполнителей по данным видам работ приведен в табл. 7.

Таблица 7 – Перечень этапов, работ и распределение исполнителей.

Основные этапы	№ раб	Содержание работ	Должность исполнителя
Разработка тех. задания	1	Составление и утверждение тех. задания	Руководитель

	2	Календарное планирование работ по теме	Руководитель, Исполнитель проекта
Выбор направления исследований	3	Подбор и изучение материалов по теме	Исполнитель проекта
	4	Согласование материалов по теме	Руководитель
Теоретические и экспериментальные исследования	5	Проведение теоретических расчетов и обоснование	Исполнитель проекта
	6	Разработка опытного образца	Исполнитель проекта
Обобщение и оценка результатов	7	Оценка результатов исследования	Руководитель, Исполнитель проекта
Оформление отчета по НИР	8	Составление пояснительной записки	Руководитель, Исполнитель проекта

Определение трудоемкости выполнения работ

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

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

$$t_{ожi} = \frac{3t_{\min i}+2t_{\max i}}{5},$$

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

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

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

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

$$\text{Т}_{\text{р}i} = \frac{t_{\text{ож}i}}{\text{Ч}_i}$$

где $\text{Т}_{\text{р}i}$ – продолжительность одной работы, раб. дн.;

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

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

Разработка графика проведения научного исследования

Наиболее удобным и наглядным является построение ленточного графика проведения научных работ в форме диаграммы Ганта.

Диаграмма Ганта – горизонтальный ленточный график, на котором работы по теме представляются протяженными во времени отрезками, характеризующимися датами начала и окончания выполнения данных работ. Для удобства построения графика, длительность каждого из этапов работ из рабочих дней следует перевести в календарные дни. Для этого необходимо воспользоваться следующей формулой:

$T_{ki} = T_{pi} \cdot k_{\text{кал}}$,

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

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

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

Коэффициент календарности определяется по следующей формуле:

$k_{\text{кал}} = \frac{\text{Т}_{\text{кал}}}{\text{Т}_{\text{кал}} - \text{Т}_{\text{вых}} - \text{Т}_{\text{пр}}}$,

где $\text{Т}_{\text{кал}} = 365$ – количество календарных дней в году;

$\text{Т}_{\text{вых}} = 52$– количество выходных дней в году;

$\text{Т}_{\text{пр}} = 14$ – количество праздничных дней в году.

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

Рассчитанные значения в календарных днях по каждой работе T_{ki} округляем до целого числа.

Все рассчитанные значения сведены в табл. 8.

Таблица 8 – Временные показатели проведения научного исследования

Название работы	Трудоемкость работ			Испол-нители	Длительность работ в рабочих днях, $\text{Т}_{\text{рі}}$	Длительность работ в календарных днях, $\text{Т}_{\text{кі}}$
	t_{min}, Чел-дни	t_{max}, Чел-дни	$\text{t}_{\text{ож}}$, Чел-дни			
Составление и утверждение тех. задания	2	4	2,8	Руково-дитель	3	4
Календарное планирование работ по теме	2	5	3,2	Руково-дитель Исполнитель проекта	2	3

Согласование материалов по теме	5	9	6,6	Руково-дитель	7	9
Подбор и изучение материалов по теме	11	15	12,6	Исполнитель Проекта	13	15
Проведение теоретических расчетов и обоснование	6	18	10,8	Исполнитель проекта	11	14
Составление схемы по замене аварийного участка	3	10	5,8	Исполнитель проекта	6	8
Оценка результатов исследования	3	7	4,6	Руково-дитель, Исполнитель проекта	3	4
Составление пояснительной записки	9	18	12,6	Руково-дитель, Исполнитель проекта	7	9

На основе таблицы 8 строим план график, представленный в таблице 9.

Таблица 9 - Календарный план график проведения НИР по теме

№ р	Вид работ	Испол-нители	T_{ki}, кал. дни	Продолжительность выполнения работ										
				Фев.		Март			Апрель			Май		
				2	3	1	2	3	1	2	3	1	2	3
1	Составление и утверждение тех. задания	Р	4											
2	Календарное планирование работ по теме	Р, Д	2											
3	Подбор и изучение материалов по теме	Д	15											
4	Согласование материалов по теме	Р	9											
5	Проведение теоретических расчетов и обоснование	Д	13											
6	Составление схемы по замене аварийного участка	Д	7											
7	Оценка результатов исследования	Р, Д	2											
8	Составление пояснительной записки	Р, Д	7											

- руководитель (Р) - дипломник (Д)

Бюджет научно-технического исследования

Затраты на специальное оборудование и материальные затраты отсутствуют, поскольку настоящее исследование не требует закупки оборудования, сырья, материалов, запасных частей. В моем научно-техническом исследовании изготовление опытного образца не производится, поэтому затраты на его производство отсутствуют.

Для проведения научного исследования нам необходим компьютер, с установленным на него специальных программ и с нужным нам программным обеспечением.

Материальные затраты

Затраты на покупку компьютера:

$З = d_k + d_{по}$=35000 + 2000 = 37000 руб.

где d_k – стоимость компьютера;

$d_{по}$ – стоимость программного обеспечения.

Установка специальных программ для исследования и моделирования объекта производятся бесплатно.

Основная заработная плата исполнителей темы

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

Таблица 10 - Расчет основной заработной платы

№	Наименование этапов	Исполнители по категориям	Трудоемкость, чел.-дн.	Заработная плата, приходящая	Всего заработная плата по

				ся на один чел.-дн., тыс. руб.	тарифу(окладам), тыс. руб.
1	Составление и утверждение тех. задания	Руководитель	2,8	2027	5675,6
2	Выбор направления исследований	Руководитель	6,6	2027	13178,2
3	Подбор и изучение материалов по теме	Исполнитель проекта	12,6	2115,8	26659
4	Календарное планирование работ по теме	Руководитель, Исполнитель проекта	3,2	2115,8	6770,5
5	Проведение теоретических расчетов и обоснование	Исполнитель проекта	10,8	88,8	959
6	Разработка опытного образца	Исполнитель проекта	5,8	88,8	515
7	Оценка результатов	Руководитель,	4,6	2115,8	9734,7

	исследования	Исполнитель проекта			
8	Составление пояснительной записки	Руководитель, Исполнитель проекта	12,6	2115,8	26659
Итого:					90150,8

Настоящая статья включает основную заработную плату работников, непосредственно занятых выполнением научно-технического исследования, (включая премии, доплаты) и дополнительную заработную плату:

$$З_{зп} = З_{осн} + З_{доп} ,$$

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

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

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

$$З_{осн} = Т_р \cdot З_{дн} ,$$

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

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

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

Среднедневная заработная плата рассчитывается по формуле:

$$З_{дн} = \frac{З_М \cdot М}{F_д} = \frac{38800 \cdot 10,4}{199} = 2027 \text{ руб.} \text{ – руководитель}$$

$$З_{дн} = \frac{З_М \cdot М}{F_д} = \frac{17000 \cdot 10,4}{199} = 88,8 \text{ руб.} \text{ - исполнитель}$$

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

М – количество месяцев работы без отпуска в течение года: при отпуске в 24 раб. дня М =11,2 месяца, 5-дневная неделя; при отпуске в 48 раб. дней М=10,4 месяца, 6-дневная неделя;

$F_д$ – действительный годовой фонд рабочего времени научно-технического персонала, раб. дн.

Таблица 11 - Баланс рабочего времени

Показатели рабочего времени	Руководитель	Исполнитель проекта
Календарное число дней	365	365
Количество нерабочих дней: - выходные - праздничные	66	66
Потери рабочего времени: - отпуск - невыходы по болезни	58 14	48 14
Действительный годовой фонд рабочего времени	227	237

Месячный должностной оклад работника:

$$З_м = З_{тс} \cdot (1 + k_{пр}) \cdot k_р = 38800 \cdot (1 + 0{,}3) \cdot 1{,}3 = 65572 \text{ руб},$$

где $З_{тс}$ – заработная плата по тарифной ставке, руб.;

$k_{пр}$ – премиальный коэффициент, равный 0,3 (т.е. 30% от $З_{тс}$);

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

Тарифная заработная плата $З_{тс}$ находится из произведения тарифной ставки работника 1-го разряда T_{ci} = 600 руб. на тарифный коэффициент kт и учитывается по единой для бюджетной организации тарифной сетке. Для предприятий, не относящихся к бюджетной сфере, тарифная заработная плата (оклад) рассчитывается по тарифной сетке, принятой на данном предприятии.

Таблица 12 - Расчет основной заработной платы

Исполнители	$З_{тс}$, тыс. руб.	$k_{пр}$	$k_р$	$З_м$, тыс. руб.	$З_{дн}$, тыс. руб.	$Т_р$, раб. дн.	$З_{осн}$, тыс. руб.

Руководитель	38800	0,3	1,3	65572	2027	21	42567
Исполнитель проекта	17000	0	1,3	22100	88,8	48	4262,4
Итого:							46829,4

Дополнительная заработная плата исполнителей темы

Затраты по дополнительной заработной плате исполнителей темы учитывают величину предусмотренных Трудовым кодексом РФ доплат за отклонение от нормальных условий труда, а также выплат, связанных с обеспечением гарантий и компенсаций (при исполнении государственных и общественных обязанностей, при совмещении работы с обучением, при предоставлении ежегодного оплачиваемого отпуска и т.д.).

Расчет дополнительной заработной платы ведется по следующей формуле:

$$З_{доп} = k_{доп} \cdot З_{осн} = 0{,}13 \cdot 42576 = 5534{,}88 \text{ руб};$$

$$З_{доп} = k_{доп} \cdot З_{осн} = 0{,}13 \cdot 4262{,}4 = 554 \text{ руб},$$

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

Отчисления во внебюджетные фонды (страховые отчисления)

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

Величина отчислений во внебюджетные фонды определяется исходя из следующей формулы:

$$З_{внеб} = k_{внеб} \cdot (З_{осн} + З_{доп}) = 0{,}271 \cdot (42576 + 5534{,}88) = 13038 \text{ руб},$$

где $k_{внеб}$ – коэффициент отчислений на уплату во внебюджетные фонды (пенсионный фонд, фонд обязательного медицинского страхования и пр.). На 2014 г. в соответствии с Федеральным законом от 24.07.2009 №212-ФЗ

установлен размер страховых взносов равный 30%. На основании пункта 1 ст.58 закона №212-ФЗ для учреждений, осуществляющих образовательную и научную деятельность, в 2014 году водится пониженная ставка – 27,1%

Таблица 13 - Отчисления во внебюджетные фонды

Исполнитель	Основная заработная плата, тыс. руб	Дополнительная заработная плата, тыс. руб
	Исп. 1	
Руководитель	42576	5534
Исполнитель проекта	4262,4	554
Коэффициент отчислений во внебюджетные фонды	0,271	
Итого		
Исполнение 1	13037	
Исполнение 2	13660	
Исполнение 3	15760	

Накладные расходы

Накладные расходы учитывают прочие затраты организации, не попавшие в предыдущие статьи расходов: печать и ксерокопирование материалов исследования, оплата услуг связи, электроэнергии, почтовые и телеграфные расходы, размножение материалов и т.д. Их величина определяется по следующей формуле:

$$З_{накл} = (\text{сумма статей } 1 \div 7) \cdot k_{нр} = \left(З_{осн} + З_{доп} + З_{внеб}\right) \cdot 0{,}16$$

$$= (42576 + 5534 + 13038) \cdot 0{,}16 = 9783{,}6 \text{ руб},$$

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

Величину коэффициента накладных расходов можно взять в размере 16%.

Формирование бюджета затрат научно-исследовательского проекта

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

Таблица 14 - Расчет бюджета затрат НТИ

Наименование статьи	Сумма, руб.	Примечание
1. Затраты по основной заработной плате исполнителей темы	42576	
2. Затраты по дополнительной заработной плате исполнителей темы	5534	
3. Отчисления во внебюджетные фонды	13038	
4. Затраты на покупку компьютера	37000	
5. Накладные расходы	9783,6	16% от суммы 1-2
6. Бюджет затрат НТИ	107931,6	Сумма ст. 1-5

9.5 Определение ресурсоэффективности проекта

Определение эффективности происходит на основе расчета интегрального показателя эффективности научного исследования. Его

нахождение связано с определением двух средневзвешенных величин: финансовой эффективности и ресурсоэффективности. Интегральный показатель финансовой эффективности научного исследования получают в ходе оценки бюджета затрат трех (или более) вариантов исполнения научного исследования.

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

Интегральный финансовый показатель разработки определяется как:

$$I_{\text{финр}}^{\text{исп } i} = \frac{\Phi_{pi}}{\Phi_{max}} = \frac{107931{,}6}{112800} = 0{,}95$$

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

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

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

Полученная величина интегрального финансового показателя разработки отражает соответствующее численное увеличение бюджета затрат разработки в разах (значение больше единицы), либо соответствующее численное удешевление стоимости разработки в разах (значение меньше единицы, но больше нуля).

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

$$I_{pi} = \sum a_i \cdot b_i,$$

где I_{pi}– интегральный показатель ресурсоэффективности;

a_i– весовой коэффициент разработки;

b_i– балльная оценка разработки, устанавливается экспертным путем по выбранной шкале оценивания.

Таблица 16 - Сравнительная оценка характеристик проекта

Критерии	Весовой коэф.	Применение стеклопластиковых труб	Применение гибких полимерно металлических труб	Применение металлических труб
1. Безопасность	0,16	5	4	3
2. Удобство в эксплуатации	0,15	5	4	4
3. Срок службы	0,2	3	3	5
4. Ремонтопригодность	0,14	5	3	3
5. Надёжность	0,25	4	4	3
6. Материалоёмкость	0,1	4	4	4
Итого:	1	4,25	3,66	3,65

Рассчитываем показатель ресурсоэффективности:

$$I_p = 0{,}16 \cdot 5 + 0{,}15 \cdot 5 + 0{,}2 \cdot 3 + 0{,}14 \cdot 5 + 0{,}25 \cdot 4 + 0{,}1 \cdot 4 = 4{,}25.$$

$$I_p = 0{,}16 \cdot 4 + 0{,}15 \cdot 4 + 0{,}2 \cdot 3 + 0{,}14 \cdot 3 + 0{,}25 \cdot 4 + 0{,}1 \cdot 3 = 3{,}66.$$

$$I_p = 0{,}16 \cdot 3 + 0{,}15 \cdot 4 + 0{,}2 \cdot 5 + 0{,}14 \cdot 3 + 0{,}25 \cdot 3 + 0{,}1 \cdot 4 = 3{,}65.$$

Показатель ресурсоэффективности проекта имеет высокое значение, что говорит об эффективности использования технического проекта.

По расчетам видно следующее, что самый наибольший коэффициент интегральности является у стеклопластиковых труб.

Таким образом, стеклопластиковые трубы остаются эффективными и сохраняют конкурентоспособность.

В ходе выполнения данной части выпускной работы была доказана конкурентоспособность данного технического решения, был произведены SWOT-анализ. Также был посчитан бюджет НТИ равный 107931,6 руб. основная часть которого приходится на зарплаты сотрудников.

10 Социальная ответственность

10.1 Производственная безопасность

Рассмотрим основные элементы производственного процесса, формирующие опасные и вредные факторы при замене аварийного участа промыслового трубопровода (Таблица 10.6).

Таблица 10.6 – Основные элементы производственного процесса, формирующие опасные и вредные факторы.

Факторы (ГОСТ 12.0.003-2015) [1].	Этапы работ						нормативные документы
	Движение транспорта и спецтехники, (по месторождениям, до места работы и обратно)	Проведение работ по очистке внутренней полости трубопроводов	Земляные работы	Огневые работы	Погрузка и транспортировка демонтированных труб	Испытание трубопровода	
Чрезмерное загрязнение воздушной среды в зоне дыхания	+	+	-	+	-	+	ГОСТ 12.1.005-88 [2]; ИОТВ 40-17 версия 3.00 [10]; ГОСТ 12.1.007-76 [3].
Вредные производственные факторы, связанные с аномальными микроклиматическими параметрами воздушной среды	+	+	+	+	+	+	ИОТВ 40-17 версия 3.00 [10]; ИОТП 29 16 версия 2.0 [11].
Воспламенение газовоздушной среды, взрыв, пожар	-	+	-	+	-	+	П1-01.05 ТР-1135 ЮЛ-098 [14]; ИОТВ 40-17 версия 3.00 [10];

Продолжение таблицы 10.6

Попадание продуктов химии на кожный покров	-	+	-	-	-	-	ИОТВ 40-17 версия 3.00 [10].
Недостаточная освещенность рабочей зоны	+	+	+	+	+	+	ИОТВ 13-17 [8]; ИОТВ 35-17 [9]; М-16.04.01.03-94 [12].
действие сила тяжести в тех случаях, когда оно может вызвать падение твердых, сыпучих, жидких объектов на работающего	-	-	+	+	-	-	ИОТВ 13-17 [8]; ИОТВ 40-17 версия 3.00 [10]; ФНиП №485 от 20.11.2017 [15].
Высокая температура сваренных поверхностей	-	-	-	+	-	-	ФНиП №485 от 20.11.2017 [15]; ИОТВ 40-17 версия 3.00 [10]; ГОСТ Р 51337-99 [6].
Ультрафиолетовое излучение. Ожоги глаз, кожи	-	-	-	+	-	-	ИОТВ 40-17 версия 3.00 [10]; М-16.04.01.03-94 [12]; ФНиП №485 от 20.11.2017 [15].
Применение открытого огня. Ожоги	-	-	-	+	-	-	ИОТВ 40-17 версия 3.00 [10]; ФНиП №485 от 20.11.2017 [15].
Высокое напряжение. Электротравма, смерть	-	-	-	+	-	-	ГОСТ 12.1.038-82 [4]; ИОТВ 40-17 версия 3.00 [10]; Приказ Минтруда и соцзащиты РФ № 328н от 24.07.2013г [0].
Движущиеся машины и механизмы производственного оборудования (в т. ч. грузоподъемные)	+	-	+	-	+	-	ИОТВ 40-17 версия 3.00 [10]; П1-01.05 ТР-1135 ЮЛ-098 [14]; ИОТВ 35-17 [9].
Падение груза. Травмирование падающим грузом, смерть	-	-	+	-	+	-	П1-01.05 М-0133 [13]; ИОТВ 40-17 версия 3.00 [14]; ИОТВ 35-17 [9].
Оборудование и трубопроводы, работающие под давлением	-	+	+	+	-	+	П1-01.05 М-0133 [13]; ИОТВ 40-17 версия 3.00 [10];

							П1-01.05 ТР-1135 ЮЛ-098 [14].

Далее будут рассмотрены вредные и опасные производственные факторы, указанные в таблице 10.6. а именно источник их возникновения, его предельно допустимые нормы, предлагаемые средства индивидуальной и коллективной защиты.

10.2 Анализ выявленных вредных факторов проектируемой произведённой среды

10.2.1 Чрезмерное загрязнение воздушной среды в зоне дыхания

Источник возникновения: работы по замене аварийного участка промыслового трубопровода, а также работы вблизи аварийного разлива нефти, опасны высокой концентрацией в воздухе рабочей зоны опасных и токсичных веществ.

Воздействие фактора на организм человека: объект отнесен к категории опасного производственного объекта (ОПО) по признаку обращения следующих опасных веществ (ОВ): Нефть, нефтяной газ. Сведения об ОВ представлены в таблице 10.7.

Таблица 10.7 – Сведения об обращающихся опасных веществах

№ п/п	Наименование опасного вещества	Степень опасности и характер воздействия вещества на организм человека
1	2	3
1	Нефть	По токсическим свойствам нефть относится к веществам III класса опасности [3]. На человека нефть оказывает наркотическое действие с изменением состава крови и нарушением функционирования кроветворных органов. При постоянном воздействии углеводородов наблюдается повышенная заболеваемость органов дыхания, функциональные изменения в центральной нервной системе, низкое кровяное давление, признаки поражения почек и др.
2	Нефтяной газ	По степени воздействия на организм человека относится к 4 классу опасности [3]. Продукты сгорания газа представляют собой потенциальную угрозу нормальному функционированию человеческого организма на физиологическом уровне

Допустимые нормы: предельно допустимые концентрации различных вредных веществ, представлены в таблице 10.8.

Таблица 10.8 – Предельно допустимые концентрации (ПДК) вредных веществ в воздухе рабочей зоны [2]

Наименование вещества	ПДК, мг/м^3	Класс опасности
Бензол	15	II
Сера	6	IV
Серы диоксид SO^2	10	III
Сероводород H_2S	10	II
Сероводород в смеси с углеводородами	3	III
Толуол	50	III
Углеводороды $C_1 – C_{10}$	300	IV
Оксид углерода CO	20	IV

Предлагаемые средства защиты: к средствам коллективной защиты использовать специально отведенные помещения и системы вентиляции. Основным средством индивидуальной защиты является (портативное дыхательное устройство) ПДУ-3 и шланговый противогаз [10].

Мероприятия по снижению воздействия чрезмерного загрязнения воздушной среды на работников: заблаговременное опорожнение и отключение всех возможных источников выброса вредных веществ в зону проведения работ (сбор и транспортировка загрязнённых нефтью участков на территории проведения работ; установка заглушек и перемычек на ремонтируемый участок; постоянный контроль газовоздушной среды).

10.2.2 Вредные производственные факторы, связанные с аномальными микроклиматическими параметрами воздушной среды

Источник возникновения: низкая температура воздуха рабочей зоны, её резкие колебания, повышенная влажность, высокая скорость движения воздуха при отрицательной температуре являются для здоровья вредным физическим фактором.

Воздействие фактора на организм человека: при воздействии низких температур возможно переохлаждение тела человека и обморожение отдельных его участков, конечностей. Также у работников может наблюдаться появление сонливости и потеря координация движений, что влечёт за собой снижение работоспособности и повышении опасности производства работ.

Допустимые нормы: в целях обеспечения охраны труда работников, предупреждения обморожения, несчастных случаев и аварий, связанных с работой при низких температурах на открытом воздухе, установлена предельная температура, ниже которой не могут производиться никакие производственные работы на открытом воздухе (таблица 10.9) [11]:

Таблица 10.9 – Параметры воздушной среды

Без ветра	-38
При ветре от 5 до 10 м/с	-34
При ветре от 11 до 15 м/с	-30
При ветре от 15 до 20 м/с	-26

Предлагаемые средства защиты: средством коллективной защиты будут являться отдельные тёплые помещения. При проведении работ в условиях низкой температуры, работники обязаны надеть спецодежду, специальную обувь и другие средства индивидуальной защиты (СИЗ), защищающие от низких температур [10].

Мероприятия по снижению воздействия негативного фактора: при работе на открытом воздухе в холодное время года работник во избежание переохлаждения обязан пользовать дополнительные перерывы для обогрева, в сочетании с перерывами на восстановление функционального состояния после выполнения физической работы.

10.2.3 Попадание продуктов химии на кожный покров

Источник возникновения: при производстве работ по очистке полости трубопровода может возникнуть опасность попадания продуктов транспорта на кожаный покров.

Воздействие фактора на организм человека: контакт человеческой кожи с нефтесодержащей эмульсией опасен химическим ожогом и интоксикацией организма.

Предлагаемые средства защиты: средствами коллективной защиты будут являться защитные экраны. Для предупреждения кожных поражений необходимо применять предохранительные мази и использовать спецодежду [10].

Мероприятия по снижению воздействия негативного фактора: работник обязан выполнять работу согласно технологическому регламенту, утверждённому в обществе, знать устройства и назначение системы очистки полости трубопровода, порядок перекрытия ремонтируемого участка.

10.2.4 Недостаточная освещенность рабочей зоны

Источник возникновения: работы в позднее время суток или в пасмурную погоду, сопровождаются недостаточной освещённостью рабочей зоны.

Воздействие фактора на организм человека: при недостаточном освещении затрудняется производственный процесс, работники теряют достаточную видимость проводимых работ, что может привести к аварии и получению травм. Увеличивается утомляемость и нагрузка на зрение у работников.

Допустимые нормы: работы по обустройству траншей и котлованов должны выполняться при равномерном освещении и освещённостью не менее 2 лк [8]. Грузоподъёмные операции выполнять при освещённости не менее 5 лк, а при работе ручным и механизированным способом не менее 10 лк [9]. Освещённость рабочих зон в местах сварки должна быть не менее 30 лк [12].

Мероприятия по снижению воздействия негативного фактора: Использование прожекторов и дополнительного освещения от спецтехники.

10.2.5 Высокая температура сваренных поверхностей

Источник возникновения: при проведении сварных робот, существует риск ожога кожаного покрова при контакте с нагретой поверхностью после сварки.

Воздействие фактора на организм человека: повреждение органов или тканей под воздействием высокой температуры горячего предмета.

Предлагаемые средства защиты: термоустойчивые перчатки, спецодежда и специальная обувь [10].

Мероприятия по снижению воздействия негативного фактора: защитой от данного негативного фактора является соблюдение охраны труда и проведение целевого инструктажа перед производством работ по технике безопасности.

10.2.6 Ультрафиолетовое излучение. Ожоги кожи и глаз

Источник возникновения и воздействие на организм человека: при электрогазосварочных работах существует риск получения ожога глаз и кожи из-за яркого света и ультрафиолетового излучения.

Предлагаемые средства защиты: защитой от данного негативного фактора является применение СИЗ, а именно щитка с автоматически затемняющимся светофильтром, рукавицы, спецодежду [10].

Мероприятия по снижению воздействия негативного фактора: работник должен использовать только сертифицированное оборудование, защитные тёмные стёкла (светофильтры) по степени прозрачности должны соответствовать силе тока (яркости дуги), применяемого при электрогазосварочных работах. Подсобные рабочие для защиты глаз при сварке должны применять щитки или очки со светофильтрами типа В-1, В-2, В-3 [12].

10.3 Анализ выявленных опасных факторов проектируемой произведённой среды

10.3.1 Воспламенение газовоздушной среды, взрыв, пожар

Источник возникновения: 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.

Воздействие фактора на организм человека: ожоги, травмы в результате взрыва, смерть.

Предлагаемые средства защиты: средств индивидуальной и коллективной защиты (каски, перчатки очки, газоанализаторы СГГ) [10].

Мероприятия по снижению воздействия негативного фактора: во время проведения ремонтных и аварийно-восстановительных работ по трассе нефтесборного трубопровода должны быть приняты меры по предотвращению загрязнения территории горючесмазочными продуктами, очистке от горючих материалов в радиусе 5 м от мест установки баллонов с газами и горючей жидкостью; наличию средств пожаротушения (цистерна с раствором пенообразователя, мотопомпа, асбестовое полотно и др.); применению при сварке металлических поддонов [15].

Все механизмы с ДВС обеспечить исправными искрогасителями. Схема расстановки средств первичного пожаротушения и мест отбора проб воздуха (проведение замеров) при контроле концентраций паров нефти в зоне производства указана в (Приложении Д).

10.3.1.1 Действие сила тяжести в тех случаях, когда оно может вызвать падение твердых, сыпучих, объектов на работающий персонал

Источник возникновения: при производстве земляных работ, существует риск обрушения стенок грунта на рабочих.

Воздействие фактора на организм человека: травма головы, ушибы, переломы, смерть.

Допустимые нормы: работы, включающие производство ям, траншей, котлованов путём выемки грунта, должны проводиться при соблюдении углов откоса стенок грунта, указанных в (таблице 10.10) [8].

Таблица 10.10 – Крутизна откосов в зависимости от вида грунта при разработке траншей и котлованов

№ 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 не слежавшиеся	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

Предлагаемые средства защиты: средствами коллективной защиты будут являться страховочные системы (пояса, стропы). Предлагаемые средства индивидуально защиты являются каска, перчатки, очки, обувь [8,10].

Мероприятия по снижению воздействия негативного фактора: земляные работы необходимо выполнять в соответствии с требованиями СП 34-116-97, СНиП III-42-80*, ВСН 005-88, РД 39-132-94, размеры и профили траншеи – с требованиями СНиП 3.02.01-87, СНиП 12-04-2002 [15].

Ответственный за проведение работ, должен проверить, выполнены ли крепления, откосы вертикальных стенок и достаточно ли обеспечен контроль их устойчивостью (таблица 10.10). Обеспечен визуальный контроль над неподвижностью грунта, изолированы все подземные коммуникации (трубопроводы, электрокабели и.т.п.). Котлованы и траншеи должны быть ограждены и обозначены сигнальными лентами, в ночное время должно быть обеспечено сигнальное освещение [8].

Расстановку техники, оборудования осуществлять согласно (Приложению Д).

10.3.1.2 Применение открытого огня. Ожоги

Источник возникновения: электрогазосварочные работы являются источником открытого огня.

Воздействие фактора на организм человека: аварии, сопровождаемые пожарами, очень часто приводят к травмам и гибели персонала, оказавшегося в эпицентре или опасной близости от очага возгорания.

Предлагаемые средства защиты: первичные средства пожаротушения (огнетушители, лопата, кошма) и предварительное ограждение места проведения работ, являются средствами коллективной защиты. Работы с применением электрогазосварки и открытого огня должны проводиться при наличии средств индивидуальной защиты (огнеупорные перчатки, спецодежда, обувь) [10].

Мероприятия по снижению воздействия негативного фактора: место проведения работ подготовлено к их безопасному проведению, в том числе обеспечено необходимыми первичными средствами пожаротушения. Контроль загазованности на месте проведения работ предусматривается периодически переносными газоанализаторами типа СГГ-20Н согласно утвержденному графику.

Безопасность сварочных работ должна обеспечиваться строгим соблюдением «Правил безопасного ведения газоопасных, огневых и ремонтных работ» [15]. Сварочное оборудование следует размещать вне загазованных участков газоопасных мест. Необходимо исключить возможность попадания нефти на сварочные аппараты, генераторы, шланги,

Все работы, связанные с применением открытого огня, в пределах взрывоопасных зон запрещаются.

10.3.1.3 Высокое напряжение. Электротравма, смерть

Источник возникновения: электрогазосварочные работы проводятся с применением сварочного аппарата установленного на базе Урала. Данное оборудование работает под напряжением, что несет в себе опасность поражение рабочего персонала электрическим током.

Воздействие фактора на организм человека: поражение электрическим током относится к травмам с высоким процентом смертельных исходов (более 30 %). Смерть может наступить как в момент самой травмы, так и спустя несколько часов и даже дней после неё.

Допустимые нормы: напряжения прикосновения и токи, протекающие через тело человека при нормальном (неаварийном) режиме электроустановки, не должны превышать значений, указанных в таблице 10.11 [4].

Таблица 10.11 – Допустимые нормы напряжения.

Род тока	U, В	I, мА
	Не более	
Переменный, 50 Гц	2,0	0,3
Переменный, 400 Гц	3,0	0,4
Постоянный	8,0	1,0

Предлагаемые средства защиты: (диэлектрические перчатки); специальная диэлектрическая обувь (диэлектрические болты, галоши); изолирующие покрытия и устройства (диэлектрические коврики, диэлектрические подставки) [10].

Мероприятия по снижению воздействия негативного фактора: защитой от данного негативного фактора является соблюдение требований охраны труда и применение средств индивидуальной защиты. Источники электроэнергии должны быть изолированы, ограждены и обеспечены заземлением. Электрооборудование должно быть исправно [0].

10.3.1.4 Движущиеся машины и механизмы производственного оборудования

Источник возникновения: при проведении работ, по замене секции участка нефтесобирающего коллектора, на территории проведения работ сконцентрировано высокое количество спецтехники и механизмов. Источником возникновения данного фактора, являются движущиеся

механизмы спецтехники и транспортировка техники до места проведения работ.

Воздействие фактора на организм человека: негативным последствием данного фактора, являются травмы высокой степени, вплоть до летального исхода.

Предлагаемые средства защиты: средствами коллективной защиты являются ограждение территории проведения работ. Средствами индивидуальной защиты являются каска, перчатки, очки и специальная обувь [10].

Мероприятия по снижению воздействия негативного фактора: работы с применением спецтехники и спецоборудования должны проводиться в присутствии ответственного за безопасное проведение работ. Работники должны соблюдать охрану труда и технику безопасности при работе со спецоборудованием и рядом со спецтехникой. Оборудование должно быть исправно и пригодно для безопасного производства работ [14].

Спецтехника должна управляться лицами, обученными и имеющими соответствующее квалификационное удостоверение.

10.3.1.5 Падение груза. Травмирование падающим грузом, смерть

Источник возникновения: при перемещении дефектных секций и вставок меньшего диаметра подъёмными сооружениями, есть риск обрыва строп или выскальзывание груза с последующим его обрушением на рабочих или спецтехнику.

Воздействие фактора на организм человека: негативным последствием данного фактора, являются травмы высокой степени, вплоть до летального исхода.

Допустимые нормы: границы опасных зон в местах, над которыми происходит перемещение грузов, указаны в таблице 10.12 [13].

Таблица 10.12

Высота возможного падения груза (предмета), м	Минимальное расстояние отлета, м	
	От проекции перемещаемого краном груза в случае его падения	Предметов в случае их падения со здания, сооружения
до 10	4	3,5
до 20	7	5
до 70	10	7
до 120	15	10
до 200	20	15
до 300	25	20
до 450	30	25

Предлагаемые средства защиты: средствами коллективной защиты являются обозначение рабочей зоны сигнальной лентой и знаками безопасности. Средствами индивидуальной защиты являются спецодежда, специальная обувь, перчатки, очки, каска, сигнальный жилет [10].

Мероприятия по снижению воздействия негативного фактора: Для предотвращения несчастных случаев необходимо соблюдать технику безопасности и охрану труда при работе с подъёмными механизмами, а также своевременная проверка исправности грузозахватных приспособлений,

При обнаружении у грузозахватных приспособлений или тары поверхностного износа проволок, оборванных прядей или других повреждений, произвести их отбраковку и доложить крановщику (машинисту) [9].

10.3.1.6 Оборудование и трубопроводы, работающие под давлением

Источник возникновения: основная опасность при эксплуатации трубопровода и другого оборудования заключается в возможности их разрушения под действием давления рабочей среды (физический взрыв).

Воздействие фактора на организм человека: травмы высокой степени, вызванные ударной волной и осколками разрушенного трубопровода.

Предлагаемые средства защиты: спецодежда, специальная обувь, перчатки, очки, каска [10].

Мероприятия по снижению воздействия негативного фактора: эксплуатацию и испытание промысловых трубопроводов нужно проводить согласно технологическому регламенту данного месторождения.

Трубопроводы должны быть обслужены и подвержены ежегодному контрольному осмотру, ревизии и экспертизе промышленной безопасности [14].

10.4 Экологическая безопасность

Нефтесборные коллекторы являются опасными производственными объектами – по ним транспортируются горючие вещества: нефть и попутный нефтяной газ.

Для окружающей природной среды нефть (с подтоварной водой), попутный нефтяной газ представляют потенциальную угрозу.

В таблице 10.13. представлены основные факторы, негативно воздействующие на окружающую среду.

Таблица 10.13 – Вредное воздействие на окружающую среду и природоохранные мероприятия при аварии на нефтепроводе

Природные ресурсы и компоненты	Вредные воздействия	Природоохранные мероприятия
Почва	Засорение почвы нефтью ПДК: – <1000 мг/кг - допустимый уровень загрязнения; – 1000-2000 мг/кг - низкий уровень загрязнения; – 2000-3000 мг/кг - средний уровень загрязнения; – 3000-5000 мг/кг - высокий уровень загрязнения [14].	Приказом по предприятию назначается лицо, ответственное за сбор и утилизацию загрязненного нефтью грунта. Принимаются меры по минимизации ущерба окружающей среде.
Вода и водные ресурсы	Загрязнение нефтью ПДК (не более 0,05 мг/дм^3) [7]	– создание обваловки; – установка боновых заграждений; – применение сорбентов.
Воздушный бассейн	Испарение нефти ПДК (не более 10 мг/м^3) [7]	Сбор нефти с поверхности почвы и водоемов

Охрана окружающей среды достигается комплексом мероприятий, направленных на предотвращение утечек нефти, нефтяного газа, сокращение потерь от испарений.

Безопасная эксплуатация промысловых трубопроводов в значительной мере обеспечивается периодическим осмотром трасс, постоянным контролем давления, контролем технического состояния трубопроводов.

Для защиты водоемов от аварийных разливов нефти предусмотрен постоянный контроль за состоянием линий трубопроводов и водотоков, полный комплекс мероприятий по предотвращению порывов трубопроводов, пересекающих водотоки, оснащение аварийных бригад всеми необходимыми средствами для сбора разлившейся нефти. Для ликвидации разливов нефти при авариях в водные объекты используются боны заградительные и боны, сорбирующие различных модификаций [**Ошибка! Источник ссылки не найден.**].

10.5 Безопасность в чрезвычайных ситуациях

По сфере возникновения чрезвычайная ситуация (ЧС) подразделяются на [5]:

- техногенные;
- природные;
- экологические (загрязнения окружающей среды).

Наиболее характерными чрезвычайными ситуациями (ЧС) являются экологическое загрязнение окружающей среды и техногенное возгорание. В таблице 10.14 указаны виды возможных аварий, а также состав и действие оперативной бригады.

Таблица 10.14 – Виды возможных аварий, а также состав и действие оперативной бригады

Вид аварии (нарушения)	Условия опасные для людей и окружаю щей среды	Действия персонала (Приложение Г)
Разрыв и	Розлив нефти,	Оперативная бригада находится в распоряжении

Вид аварии (нарушения)	Условия опасные для людей и окружаю щей среды	Действия персонала (Приложение Г)
трещины по основному металлу труб, по продольным и кольцевым сварным швам (Приложение Б)	пары нефти, загазованность	ответственного руководителя, выполняет все его задания
		Отсечение поврежденного участка, согласно мероприятиям
		Помощь в установке заглушек для отсечения участка, затем поступает в распоряжение газоэлектросварщика.
		Проводит сварочные работы
Возгорание	Высокая температура, продукты горения	Находится в распоряжении ответственного руководителя, выполняет все его задания
		Отсечение поврежденного участка, согласно мероприятиям
		Приступают к ликвидации очага возгорания до прибытия караула пожарной части (ПЧ)
		Ликвидирует очаг возгорания

Во исполнение требований Федерального закона от 21.12.1994 №68-ФЗ «О защите населения и территорий от чрезвычайных ситуаций природного и техногенного характера», Федерального закона от 21.07.1997г. №116-ФЗ «О промышленной безопасности опасных производственных объектов», постановления Правительства Российской Федерации от 30.12.2003г.№ 794 «О единой государственной системе предупреждения и ликвидации чрезвычайных ситуаций» и постановления Правительства Российской Федерации от 10.11.1996г. №1340 «О порядке создания и использования резервов материальных ресурсов для ликвидации чрезвычайных ситуаций природного и техногенного характера» компании-N созданы финансовые резервы, резервы материальных ресурсов для экстренного привлечения необходимых средств на ликвидацию чрезвычайных ситуаций на объектах общества.

Денежные средства могут быть выделены на финансирование следующих мероприятий по ликвидации ЧС:

– проведение поисковых, аварийно-спасательных и других неотложных работ, пострадавших в результате ЧС;
– доставка материальных ресурсов из резерва материально-технических средств к месту ЧС;
– развертывание, содержание временных пунктов проживания и питания для пострадавших при ЧС;
– проведение экстренных мероприятий по локализации и ликвидации чрезвычайной ситуации;
– привлечение сил и средств территориальной подсистемы Единой государственной системы предупреждения и ликвидации чрезвычайных ситуаций (РСЧС), а также других организаций для проведения экстренных мероприятий по локализации и ликвидации чрезвычайных ситуаций.

Безопасная эксплуатация нефтесобирающего коллектора обеспечивается при соблюдении следующих условий:

– тщательный контроль над состоянием уплотнений фланцевых соединений;
– периодический контроль загазованности территории проведения работ переносными газоанализаторами типа СГГ;
– строгое соблюдение технологического регламента по эксплуатации технологических сооружений, правил и инструкций по эксплуатации оборудования
– внедрения высокоэффективных методов защиты от коррозии.

10.6 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности

К работе допускаются рабочие не моложе 18 лет, с профессиональным образованием, прошедшие медицинское освидетельствование и годные по состоянию здоровья, обученные пожарно-техническому минимуму и охране труда. Виды работ, которые могут выполняться работниками,

устанавливаются перечнем работ. Режим работы рабочих определяется приказом по Обществу и составляет:

С 8:30 до 18:00 часов с перерывом на обед продолжительностью 1 час 30 мин для работающих по пяти дневной рабочей неделе.

С 8:00 до 20:00 часов в дневную смену и с 20:00 до 08:00 часов в ночную смену с перерывом на обед продолжительностью 1 час 30 мин для работающих вахтовым методом.

Для переезда к месту работы и обратно, а также для перемещения по территории месторождения, работник должен использовать только автотранспорт предназначенный для перевозки пассажиров, который представляет предприятие.

Работники, за счёт Общества, обеспечиваются спецодеждой, специальной обувью и другими средствами индивидуальной защиты, в том числе для работы в аварийных ситуациях, а также смывающимися и обеззараживающими средствами в соответствии с типовыми нормами, установленными Правительством РФ.

Обслуживанием промысловых трубопроводов нефтяного месторождения занимается персонал цеха текущего обслуживания, ремонта трубопроводов и ликвидации последствий аварий ЦТОРТиЛПА управления эксплуатации трубопроводов (УЭТ).

Ликвидацией аварии занимается персонал нештатного аварийно-спасательного формирования (НАСФ), созданного на базе бригад отряда по ликвидации аварийных разливов нефти, по объектам советской группы месторождений – бригада ликвидации аварийных последствий (ЛАП) цеха технического обслуживания и ликвидации последствий аварии (ЦТОРТиЛПА).

На месторождении применяется пятидневный график обслуживания объектов. Продолжительность одной смены (дневной) составляет 12 часов. В ночную смену работает дежурный персонал бригады ЛАП.

Обход и обслуживание промысловых трубопроводов производится по установленным графикам. Доставка на трассу осуществляется служебным автотранспортом. Обход трасс в нормальном режиме эксплуатации производит бригада линейных трубопроводчиков в составе двух человек.

В соответствии с Федеральным законом от 27.07.2010 № 225-ФЗ «Об обязательном страховании гражданской ответственности владельца опасного объекта за причинение вреда в результате аварии на опасном объекте», между АО «СОГАЗ» и данной организации заключен договор «Об организации обязательного страхования гражданской ответственности владельца опасного объекта за причинение вреда в результате аварии на опасном объекте».

Вывод по разделу

При производстве работ по замене опасного участка, работники сталкиваются с большим числом опасных и вредных факторов. Для всех факторов в данном разделе сформулированы меры по снижению их воздействия.

В практической значимости, замена аварийных участков на, обеспечивает безаварийную работу трубопроводного транспорта.
Это исключает возникновение аварий, порывов трубопровода и обеспечивает экологическую безопасность для данного производственного объекта.

Также исключается возникновение ЧС экологического и техногенного характера. Для каждого вида ЧС определены действия персонала и меры, обеспечивающие безаварийную работу трубопровода.

Для сотрудников Общества, производящих производства работ предусмотрены бесплатные средства индивидуальной защиты, обеспечены условия безаварийной работы. Также для работников предусмотрено страхование от причинения вреда, в результате аварии на территории объекта, оборудована зона отдыха и питания. Компания обеспечивает транспортировку персонала на опасный производственный объект.

Результаты исследования.

В результате проведенного исследования были рассмотрены основные причины отакоз промысловых трубопроводов на данном месторождении. Анализ отказов показывает, что причиной порывов трубопроводов различные. По сравнению с Российскими показателями надежность на Советском 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. Стоит отметить что за 2018 год было выявлено 102 случая отказа промысловых трубопроводов. Из них 76 на нефтепроводах, 52 по причине внутренней коррозии. Общая площадь загрязнения при этом составила 7503$м^2$. Потери нефти более 250 т.

Был произведен расчет промыслового трубопровода из стальных труб и полимерно металлических труб.

В ходе выполнения данной выпускной работы был произведен технико экономический расчет, доказана конкурентоспособность данного технического решения, был произведены SWOT-анализ. Также был посчитан бюджет НТИ равный 107931,6 руб. основная часть которого приходится на зарплаты сотрудников.

Так же 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.

Список литературы.

1. ГОСТ 12.0.003-2015 ССБТ. Опасные и вредные производственные факторы. Классификация.
2. ГОСТ 12.1.005-88. Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны. – Взамен ГОСТ 12.1.005-76; Введ. 1989-01-01. – М.: Издательство стандартов, 2002. – 49 с.
3. ГОСТ 12.1.007-76 ССБТ. Вредные вещества. Классификация и общие требования безопасности.
4. ГОСТ 12.1.038-82 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Электробезопасность. Предельно допустимые значения напряжений прикосновения и токов (с Изменением N 1)
5. ГОСТ Р 22.0.01-2016. Безопасность в ЧС. Основные положения.
6. ГОСТ Р 51337-99 Безопасность машин. Температуры касаемых поверхностей. Эргономические данные для установления предельных величин горячих поверхностей
7. ГОСТ Р 51858-2002. Нефть. Общие технические условия. – Введ. 30.06.2002. – М.: Стандартинформ, 2006. – 17 с.
8. ИОТВ 13-17 Инструкция по охране труда при проведении земляных работ
9. ИОТВ 35-17 Инструкция по охране труда и промышленной безопасности при выполнении погрузочно-разгрузочных работ, перемещении тяжестей, транспортировании грузов и уборке металлолома
10. ИОТВ 40-17 версия 3.00 Инструкция по охране труда при использовании средств индивидуальной защиты
11. ИОТП 29 16 версия 2.0 Инструкция по охране труда для трубопроводчика линейного

12. М-16.04.01.03-94 инструкция по ОТ при выполнении работ с АДД
13. П1-01.05 М-0133 Правила по эксплуатации, ревизии, ремонту и отбраковке промысловых трубопроводов на объектах ПАО «НК «Роснефть»
14. П1-01.05 ТР-1135 ЮЛ-098 Технологический регламент. Система промысловых (межпромысловых) трубопроводов месторождения

Приказ Минтруда и соцзащиты РФ № 328н от 24.07.2013г. «Об утверждении правил по охране труда при эксплуатации электроустановок».

15. ФНиП №485 от 20.11.2017 «Правила безопасного ведения газоопасных, огневых и ремонтных работ».
16. Строительные нормы и правила (СНиП) 2.05.06-85* «Магистральные трубопроводы». Актуализированная редакция. СП 36.13330.2012.
17. Типовые расчеты при сооружении трубопроводов. Кабин Д.Д.. Григоренко II.П.. Ярыгин Е.Н. М.Недра. 1995. -246 стр
18. СП 36.13330.2012. Магистральные трубопроводы
19. ГОСТ 25225-82. Контроль неразрушающий. Швы сварных соединений трубопроводов. Магнитографический метод
20. ГОСТ Р 52727-2007. Техническая диагностика. Акустико-эмиссионная диагностика. Общие требования.
21. РД 34.10.130-96. Инструкция по визуальному измерительному контролю
22. ГОСТ Р 51164-98 Трубопроводы стальные магистральные. Общие требования к защите от коррозии;
23. ГОСТ Р 54907-2012 Техническое диагностирование. Основные положения.
24. СТО Газпром 9.2-002-2009 Защита от коррозии. Электрохимическая защита от коррозии. Основные требования.
25. Абдуллин И.Г., Гареев А.Г., Мостовой А.В., Коррозионно-механическая стойкость нефтегазовых трубопроводных систем:

диагностика и прогнозирование долговечности. – Уфа: Гилем, 1997. – 177 с.

26. Агапчев В.И., Виноградов Д.А. Металлопластовые трубы – перспектива транспорта нефтепродуктов // Нефтяное хозяйство. – 2005. - №2. – С. 106-107
27. Алексеев А.В. Разработка бестраншейной технологии восстановления изношенных трубопроводов установкой внутренней оболочки, диссертация на соискание ученой степени к.т.н., Уфа, 2013
28. Байков И.Р., Китаев С.В., Петров М.Г., Рязапов Н.Р. Повышение работоспособности аварийно опасных участков нефтесборных трубопроводов //Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение высшего образования "Уфимский государственный нефтяной технический университет". – 2017, – №3. – С. 55-66
29. 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.
30. Бархатов А.Ф., Федин Д.В., Вазим А.А., Расчет эффективности внедрения внутритрубной очистки и ингибирования для промысловых трубопроводов, Известия Томского политехнического университета. 2010. Т. 317. № 6
31. Бахмат Г.В., Васильев Г.Г., Богатенков Ю.В. Проектирование и эксплуатация нефтегазопроводов и хранилищ. – М: Инфа-Инженерия, 2006.
32. Гимадутдинов А.Р. Разработка метода повышения долговечности трубопровода в специальном исполнении, диссертация на соискание ученой степени к.т.н., Тюмень, 2005
33. Гуров Сергей Анатольевич Повышение ресурса безопасной эксплуатации промысловых трубопроводов на основе применения

ингибиторной защиты, Диссертация на соискание ученой степени кандидата технических наук, УГНТУ, Уфа, 2003

34. Китаев С.В., Смородова О.В., Талхин С.Р. Экспериментальная оценка энергоэффективности оборудования нефтегазовой отрасли// Трубопроводный транспорт-2007: Материалы Междунар. учеб.-науч.-практ. конф.: Уфа, 2007. С.164-165.
35. Киченко С.Б., Киченко А.Б. К вопросу об оценке комплексной эффективности ингибиторов коррозии // Практика противокоррозионной защиты. – 2005. – № 3. – С. 24–28.
36. Лаптев А.Б., Навалихин Г.П. Повышение безопасности эксплуатации промысловых нефтепроводов // Нефтяное хозяйство. – 2006. – № 1. – С. 48–52.
37. Мазур И.И., Иванцов О.М. Безопасность трубопроводных систем. – М.: Недра, 2004. – 700 с.
38. Мукатдисов Н.И. и др., методы борьбы с коррозией и преимущества ингибиторной защиты нефтепромыслового оборудования, Вестник КНИТУ, 2014
39. Мустафин Ф.М. Защита трубопроводов от коррозии в 2 томах, - СПб.: Недра, 2005
40. Мустафин Ф.М., Быков Л.И., Гумеров А.Г. Промысловые трубопроводы и оборудование. – М: «Недра», 2004

Приложение А

(справочное)

Introduction and literature review

Студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ71	Голенев Анатолий Валерьевич		

Руководитель ВКР

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Крец Виктор Георгиевич	к.т.н., доцент		

Консультант – лингвист отделения иностранных языков ШБИП

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Забродина Ирина Константиновна	-		

Introduction

Actuality. The oil and gas industries are one of the most important elements of the Russian economy. At present, the incident initiation is one of the important problems on the field pipelines. According to existing data of the State Committee for Supervision of Safe Working Practices in Industry and for Mine Supervision of Russian Federation, every year there are 50 - 70 thousand accidents related to the pressurization and pipelines break, the number of accidents is growing every year. The corrosion is one of the main causes of the accidents, it represents about 90% of petroleum and transport networking failure. Out of the total number 50-55% of accidents are accidents on the system for gathering oil; 30-35% are accidents in the pressure maintenance. 42% of pipelines do not withstand five years of field operation, and 17% - even two years. 7-8 thousand kilometers of pipelines (400-500 thousand tons of steel) spend on the annual replacement of oil and gas networks.

Despite significant achievements in the fields of engineering, construction and operation of pipelines, the number of breakages is not diminishing. Pipeline damages, stopping the pumping of the product, outputting oil from the pipeline through damage and oil pollution of the environment happen for variety of reasons. There are created the Emergency Response and Restoration Division (ERRD) for the liquidation of accidents. ERRD should liquidate the accident in the shortest term, minimize the impact of spilled oil on the environment, fully restore the working capacity of the pipeline.

There are a lot of methods for improving the reliability of field pipelines, reducing the number of accident rate and costs for disposal; but not all methods allow to control the speed of corrosion on the field pipelines in real time.

Goals of dissertation are: analysis of reasons of reducing the reliability of pipelines field, analysis of methods for increasing reliability; the substantiation choice of technologies and methods of carrying out total overhaul of pipelines for increasing reliability and durability of its work.

According to the goals, the following tasks needs to be solved:

1. To analyze the existing methods of total overhaul of field pipelines;

2. To choose the more optimal method of total overhaul;

3. To consider the procedure of production repair works by pipe replacement method;

4. To make the engineering calculation for strength and consistency;

5. To make a technical and economic assessment;

6. To analyze the procedures for environmental protection and protection of workers.

1. Literature review.

The Russian gas industry is one of the important components of fuel and energy complex. The economic advantages of oil and gas as a fuel and chemical raw materials combined with its reserves created a solid foundation for the rapid development of the oil industry. Moreover, the successful development of industry depends on the solving transportation of oil and gas over long distances problems.

Currently, the state of field pipelines becomes worse with increasing the duration of their operation under the influence of the processes of aging and corrosion damages of pipe metal. The continuous impacts of internal pressure lead to fatigue damage in the areas of defects that were admitted during construction and installation, as well as in the manufacturing process of pipes.

The pipeline transfer is the guide between the producer and the consumer in the oil and gas industries. Therefore, the stability of field pipelines is one of the most important factors in the success of many other fields of industries.

The reliability and safety of transportation is a priority task. In order to accomplish this task complex programs are accepted and successfully implemented. That programs are aimed at the technical improvement and overhaul of pipelines and other facilities. The repair works are carried out annually to maintain the operational reliability and safety of the field pipelines.

2. Brief description of the area

The Sovetskoe oilfield was discovered in 1962, pilot oil production was began in 1966. The oilfield was almost completely explore, except for the small areas of marginal zones.

Location. In administrative term, the Sovetskoe oilfield locates in the Nizhnevartovsk district of the Khanty-Mansiysk Autonomous Region of the Tyumen Region and in the Aleksandrovsky District of the Tomsk Region, 700 kilometers north-west of Tomsk. Strezhevoy is the closest nearest settlement to the Sovetskoe oilfield (25 km). Strezhevoy is a large center of oil production, there are located the material, technical, repair and construction bases, which provide services and support the development of all fields of the ACS “Tomskneft VNK”. The distances from industrial centres Nizhnevartovsk, Novosibirsk and Tyumen to the Soviet oilfield are 45, 750 and 800 km, respectively.

The developed producing fields the Nizhnevartovskoye (from the west), the Strezhevskoye (from the east) Malorechenskoye (from the south) oil fields and the Samotlor (from the north-west) gas and oil fields are closely located to the Soviet oilfield.

Communication. Communication with the regional center is carried out year-round by air transport, in summer (along the Ob and Wah rivers) - with the ports of the Ob-Irtysh basin. The oilfield has a road network, concrete and asphalt roads of up to 350 km in length. The road transport and tracked transport are used on frozen roads for in-field communications in winter time.

The railway communication takes place along the route Tyumen-Surgut-Nizhnevartovsk; the oilfield is located in 40 km from the Nizhnevartovsk railway station Sovetskoye.

Transportation of equipment and materials for the oil industry is carried out by water, land and air transports.

The infrastructure. The territory of the area is characterized by a developed infrastructure which has all the necessary elements of field equipment (water pipelines, oil and gas pipelines with a combined distance of about 1600 km, PWRU (preliminary water removal unit), BPPS (booster pipeline pumping station),

KNS(sewage lift station), the inside field roads, power lines, substations, etc. About 216 areas are made for bushes drilled wells.

The oil trunk "Nizhnevartovsk - Aleksandrovskoe - Anzhero-Sudzhensk" is located in the immediate vicinity of the oilfield (in 3-4 km). The gas pipeline Nizhnevartovsk - Kuzbass is put into operation. The oilfield is supplied by power from the electricity transmission line LEP-220 kilovolt of the Nizhnevartovskaya GRES-Tyumen energy system of the Sovetsko-Sosninskoye oilfield (substation 2x63 MWt).

Orohydrography. The Ob River is the main waterway of the area. The river flows in the immediate vicinity to the south-west border of the oilfield. The channel width of the Ob often exceeds 1000 m, the depth is 6-10 m and flow velocity is 0.5 m/s. The lowland character of the terrain led to the formation a multitude of river, branch of river, dead arm of river and a river meander. In the southern part of the oilfield are located the largest tributaries of the Ob river: Pasol, Staritsa, Svetlaya, the navigable river Vakh is close to the northern part of the oilfield. Most (73%) of the licensed area is flooded by the Ob river.

Climate. The climate is sharply continental. The coldest period is set at the end of October or November. The average annual temperature is 1.9 - 4.40° C degrees above freezing. February is the coldest month, frosts reaches50^0Cbelow freezing. The winter wind speed often reaches 14 - 17 meter per second, Wind rose has southeast and southwest directions. The snow cover is established in October and came off in May, the high of snow cover reaches 75 cm. The ground freezes to a depth of 1.0 m. The summer is short and characterized the high temperature, the temperature in July reaches 36^0Cabove zero. The average annual rainfall is 350-400 mm, the largest amount of falling is in summer and autumn. The rivers mainly begin to flow in May and end in the middle of October.

Vegetation. Soil and vegetation covering the oilfield is represented by ecosystems of flood land and flood land terraces. The forests are dominated by young forests: small leaves mossy, mossy pine and cedar forests, birch-cedar forests, boggy pine forests and birch sphagnous moss forests. There are podzolic-alluvial-

gley soils in the area. The slopes of ravines, hills and ridges are subject to deep erosion by melt water and by the waters of precipitation in summer time.

Raw material base. In addition to hydrocarbon raw materials, brown coal and lignites, peat and sapropels were found on the territory of the Tomsk region. It were established that over 57% of the iron resources of the Russian Federation, 18% of zirconium, 9% of titanium, 6% of aluminium, 5% of brown coal, 4% of zinc are concentrated in the depths of the Tomsk Region territory. The most resources are concentrated within the Bakchar iron deposit (in the south of the Tomsk region).

3. The object of research

3.1 The transfer pipelines

The transfer pipeline is the engineering construction, which consists of the tightly connected pipes, shaped parts of pipelines, shut-off and control equipment, instrumentation, automation systems, supports and hangers, fasteners, gaskets, designed to transport various gaseous and liquid substances, pulverized and liquefied masses, as well as solid fuel and other solid substances in the form of a solution as a result of the impact of the pressure difference existing in the cross sections of the pipe. There are gas pipelines, oil pipelines and water pipelines. [1]

Depending on appointment, the following types of pipelines can be identified:

- technological pipelines;
- technical medical pipelines;
- trunking pipelines;
- products pipeline;
- infield pipeline;

The technological pipelines are used for the transportation of the various substances within an industrial enterprise or a group of these enterprises (semi-finished products, raw materials, reagents, etc.) necessary for the technological process or maintenance of equipment.

The trunking pipelines are used for transportation of marketable oil and petroleum products (including stable condensate and gasoline) from the production areas (fields) to the consumption places (oil depots, oil terminals, the bulk points to the tanks, oil terminals, individual industrial enterprises and petroleum processing plant). It is characterised with high flow capacity, the pipeline diameters from 219 to 1400 mm and excess pressure from 1.2 to 10 MPa.

The products pipelines are used for transfer of chemical processing oil and gas products, such as: ethane, ethylene, propylene, ammonia, gasoline, etc.

The technical medical pipelines are used for the normal functioning of residential and administrative buildings, cultural and community facilities and industrial enterprises. They have a small diameter (not more than 100 mm), and a great number of detachable connections.

The infield pipeline is a piping system that is used to transport the produced product from a well to a central production facility (CPF).

The following types of infield pipelines can be identified gathering line and oil gathering manifolds.

The gathering line is the infield pipelines, connecting well and meter station (gagging gas separator). It is used for the transportation of the extracted product (oil with passing emulsion and gas) or for transporting repair and measuring equipment to the well-head (well-head is often used in the development of offshore fields).The length of the gathering lines depends on the field development density from several meters within one bush to several kilometers (single wells).

The oil gathering manifolds (oil-gas gathering pipeline) is the oilfield pipeline from a gagging gas separator (GGS) to central production facility (CPF), booster pipeline pumping station (BPPS), oil preparation unit. It is the product transporting from the well to the central production facility (CPF).

Depending on nominal pressure of media, the following types of pipelines can be identified:

- vacuum pipelines, working at an absolute pressure ($P < 0,1$ MPa);

- low pressure pipelines (P from 0,1 to 1,5 MPa);

- medium pressure pipelines (P from 1,5 to 10 MPa);

- high pressure pipelines (P > 10 MPa);

- operating without excessive pressure pipelines;

Depending on level of aggressiveness of the transported fluid the following types of pipelines can be identified:

- The pipelines with mildly aggressive fluid (corrosion rate less than 0.1 mm / year);

- The pipelines with medium aggressive fluid (corrosion rate 0.1–0.5 mm / year);

- The pipelines with highly aggressive fluid (corrosion rate more than 0.5 mm / year);

Depending on the type of the transported substance there are the following types of pipelines: oil pipelines, gas pipelines, water pipes, etc.

The technological condition is characterized by the following indicators:

- total length of oilfield pipelines;

- life time. Pipelines with a life time more than 10 years account for as much as 60–65% of all pipelines, the average age of pipelines is 20 years;

It should be noted that were identified 102 cases of failure of oilfield pipelines 76 cases were identified on oil pipelines, 52 of them due to internal corrosion. The total area of pollution in this case was 7503m^2. Loss of oil was more than 250 tons.

There were 25 cases of failure on the high pressure water conduct, 20 of them due to internal corrosion.

It should be noted that most part of the accidents occurred on oil pipelines with service life more than 10 years.

Based on the foregoing, it can be concluded that the bearing capacity of the pipeline and its operational reliability are determined primarily by force factors,

properties and quality of the pipe material. There is resistance to the formation and growth of cracks under the influence of mechanical loads and aggressive media. The influence of aggressive media, temperature fluctuations, workloads and stresses over time changes the structure and properties of the metal being exploited in comparison with its initial characteristics.

These changes are the main diagnostics of the technical condition of existing pipelines. And also, they are necessarily taken into account when calculating the residual life of pipes, assigning repairs, making decisions on replacing sections of pipelines with an increased risk of premature failure.

The main feature of the operation of many oil and gas fields is the reduction of oil production and, as a rule, the stratified mode of pumping the extracted products through the oil pipelines of the field. These, as well as the aging of the fleet of pipelines, an increase in the water content in the produced oil, an increase in the content of mechanical impurities led to an increase in the corrosivity of the pumped product and an increase in the accident rate due to internal corrosion.

3.2 Failures of oil pipelines

Failure is a circumstance in which the operational state of an object is violated.

Failures are classified:

• by the nature of the manifestation - sudden and gradual;

• at the stages of operation of the object - running-in and degradation;

• for reasons of occurrence - constructive, production and operational;

• by consequences - critical and non-critical (essential and non-essential)

For the limiting state take the position of the object, in which its upcoming operation is unacceptable or impractical or the resumption of his working state is unrealistic or meaningless. Because of the aspect of the maximum state, a sign or a set of indicators of the maximum state of objects, set by the normative ones, are taken. or design documentation. Depending on the operating criteria for the 1st and

such an object, there are all chances for the 2 and most aspects of the limiting state to exist.

Damage - a circumstance in which the serviceable condition of an object is violated when it's working capacity can be maintained.

In connection with the increase in the operational life of oil pipelines, an increase in defects associated with corrosion is observed, with an increase in accidents on pipelines. Based on all the above, we can conclude that in case of emergency oil spills the environment is constantly polluted, which makes the issue of ensuring the safety of field and industrial pipelines urgent.

Failure analysis shows that the cause of pipeline gusts is different. Compared to Russian indicators, reliability at the Soviet field is lower. Refusals of oil pipelines in the Soviet field for the following reasons can be summarized as: poor quality steel of pipelines, poor quality assembly (welding), and insulation defects, insufficient attention to the issues of pipeline reliability in general. Failure analysis shows that increasing the efficiency of field pipelines at a given field should be carried out in the following areas:

1. Improving the quality of pipeline assembly and repair technology.

2. The use of high quality steel.

3. The use of pipes of new designs (corrosion-resistant pipes).

3.3 Classification of pipeline defects

Based on the analysis of accidents and incidents on pipelines, we conclude that the main sources of damage are metal corrosion, cracks resulting from stress corrosion cracking, various deformations resulting from pipeline installation and welding [1]. Reliable operation of gas and oil pipelines will be ensured only in the absence of all defects. In its turn, the absence of any defects will ensure the safe operation of pipelines. Conducting non-destructive testing allows you to identify defects in pipelines and determine the nature of the damage, as well as suitability for the operation of the pipeline. The main task of non-destructive testing is to assess the condition of the pipeline, identify dangerous (defective) areas and search for

places of a possible accident (failure) on main pipelines. In the process of long-term operation of pipelines, cases of brittle fracture of the metal of the pipe in the near-seam zones of welded joints most often appear. The size of these zones of stress concentrations ranges from 1-2 microns to 1-2 millimeters. For this purpose, detailed flaw detection is carried out before the first stages of operation.

4. Test pipelines for strength and tightness

Hydraulic testing of pipelines should be carried out mainly in the warm season with positive air temperature with water with a temperature not lower than 50 °C and not higher than plus 40 °C.

The test of pipelines for strength and density is carried out hydraulically with pressure test = 1.25 * operating pressure. [3]

When filling a test object with water, air must be completely removed from it.

The pressure rise in the pipelines should be carried out smoothly. Under the Rip pipe should be kept for 10 minutes, after which it is reduced to the operating pressure for a thorough inspection of the welds. Inspection of pipelines for the purpose of checking for tightness can be carried out only after reducing pressure test to operating pressure.

During testing, the pipeline should not be left filled with liquid or air without supervision.

Pipeline blowing is carried out under pressure equal to the worker, but not exceeding 4.0 MPa. Purge duration 10 minutes. At the time of purging, plugs are removed and installed. During purging, the valve must be completely open, and after it is thoroughly inspected and cleaned. [3]

Additional leak test passes after strength tests, washing and purging; this test is carried out with the help of air.

An additional leak test is performed by applying a pressure that is equal to the working pressure of the object.

The duration of additional tests is not less than 24 hours.

When conducting tests for tightness using the pneumatic method, they are considered satisfactory if the pressure drop rate does not exceed 0.1% for 60 minutes for pipelines of group (A) and vacuum, not more than 0.2% for pipelines of group B (a) and B (b)

The rate of pressure drop for pipelines that transport other substances must be specified in the project documentation.

4.1 Visually measuring control

Visual measurement control is one of the methods of non-destructive testing of an optical image. It is based on obtaining primary information about a controlled object by visual observation or with the help of optical instruments and measuring instruments.

Before starting this type of control, it is necessary to prepare the place of work. Since the visually measuring control of the pipeline is performed during its operation, i.e., in route conditions, a convenient approach of specialists to the place of control must be ensured for a sufficient eye review. The surface to be inspected is usually viewed at an angle of more than 300 to the plane of the test object and from a distance of up to 600 mm. [2]

Visually, the measuring control during technical diagnostics of the pipeline should be carried out after the termination of its operation, since it is under pressure. The surface in the control zone should be cleaned of insulation, rust, scale, dirt, slag to the bare metal.

After the preparatory measures, you can begin to control, which should be used: magnifying glasses, including measuring; metal measuring lines; squares testing 90 ° curved; calipers, caliper gauges and depth gauges; probes; goniometers with nonius; wall gauges and indicator thickness gauges; micrometers; nutromer micrometric and indicator; calibers; endoscopes; patterns, including special and universal, radius, threaded and others; testing plates; plane-parallel end gauges with a set of special accessories; line length gauges (steel measuring lines, tape measures). The use of other means of visual and measuring control is allowed, subject to the availability of appropriate instructions and methods for their use.

Analysis of the method of visually measuring control reveals the following advantages of the above method: simplicity and convenience of the method; allows you to get up to 50% of information about the object; small time costs; low cost method; Easily subjected to verification. At the same time, as a result of the analysis of the method, a number of serious flaws were revealed: the human factor has a great effect on the course of testing; low reliability of results and subjectivity in determining the results of research; only large defects can be detected; limitations of the test area only visible part of the structure. Despite the identified deficiencies in the method and quality of diagnosis, even an imperfect visual inspection of the seams is a necessary method, both at the stage of conducting a comprehensive diagnosis and during the entire process.

4.2 Magnetometric diagnostic method

Magnetic non-destructive testing - non-destructive testing based on the detection of magnetic stray fields arising over defects, or on the determination of the magnetic properties of an object.

The magnetic control method is mainly used to control products made of ferromagnetic materials, that is, materials that can significantly change their magnetic characteristics due to an external (magnetizing) magnetic field. According to the method of obtaining primary information, the following methods of magnetic control are distinguished: magnetic particle, magnetic, ferrozond, Hall effect, induction, ponderomotive, magnetic resistor.

Finely ground ferromanite powders with high magnetic permeability, obtained from waste steel, magnetite, ferrite, etc., are used as magnetic powders. Powders are used both in dry form and in the form of suspensions. [4]

After that, in the area of the surface defect, paramagnetic poles arise, which, like small magnets, trap the magnetic powder along the contour of the existing defect, forming its visible image. In the presence of surface defects, powder patterns are always dense, adhere well to the metal surface and have sharp outlines. At present, magnetic flaw detectors are used for inspection by the method of magnetic powder. A DMP-3 mobile magnetic flaw detector was developed, consisting of a

power supply and control panel for magnetization devices, magnetization devices and devices for feeding and spraying powder. There are also more universal magnetic flaw detectors of the type UMD-10000. In addition to the magnetization of the metal under investigation, this flaw detector provides automatic control and switching off of the current, the supply of a magnetic suspension and the demagnetization of the metal after testing.

Semi-automatic and automatic installations have also been developed, in which the entire process of testing and fixing the detected defects are automated.

Due to the high sensitivity, objectivity, simplicity and speed of operations, clarity of defect detection and reliability, magnetic methods for diagnosing pipelines are widely used in industry. Also an important advantage of the above method is the ability to control parts of complex shape and any size. After analyzing all the possibilities of the magnetic particle method, it is necessary to note its shortcomings: the ability to control only products made of a ferromagnetic material; the need to use special equipment; the inability to detect defects located at a depth of more than 2 mm from the surface, as well as defects under non-magnetic coatings with a thickness of more than 80 microns when using a magnetic suspension. The probability of finding a defect is influenced by many factors, including its shape, orientation, and depth.

4.3 Pipe diagnostics.

The most effective method for detecting defects and damage to pipes is a pipeline run through special devices - in-line flaw detectors equipped with special devices.

Most of the designs of flaw detectors are designed to determine the cross-sectional configuration of pipelines, identify dents, swelling, thinning of the pipe wall, internal and external corrosion.

In tube flaw detectors designed to solve special problems are less commonly used. Thus, flaw detectors equipped with video cameras and cameras are used for visual inspection of the inner surface of pipes: with inertial devices for determining the curvature and profile of a pipeline, with special sensors for detecting cracks, and

with sources of neutron radiation for determining the depth of subsea pipelines or weight coating thickness. [5]

All internal flaw detectors are transported through the pipeline with the flow being transported and equipped with various sensors, devices for collecting, processing and storing information, power sources.

Internal inspection is carried out in four levels:

1. inspection of the pipeline using projectiles. They determine the defects of the geometry of the wall of pipes (corrugations, ovality, dents);

2. using ultrasonic shells - flaw detectors are searching, measure corrosion defects, the separation of metal pipes;

3. using magnetic shells - flaw detectors detect defects in circumferential welds;

4. using more modern ultrasonic flaw detectors, they detect and measure crack-like defects in the longitudinal joints and in the pipe body;

5. using programs determine the degree of danger of the detected defects.