



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

Школа: Инженерная школа природных ресурсов

Направление подготовки: 21.03.01 Нефтегазовое дело

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

Отделение школы (НОЦ): Отделение нефтегазового дела

ВЫПУСКНАЯ КВАЛИФИКАЦИОННАЯ РАБОТА БАКАЛАВРА

Тема работы
«Организация ремонтно-восстановительных работ на магистральном нефтепроводе на примере объекта Томской области»

УДК 622.692.4.053-049.32(571.16)

Обучающийся

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б91	Варес Александр Николаевич		

Руководитель ВКР

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ОНД	Брусник О.В.	к.п.н.		

КОНСУЛЬТАНТЫ ПО РАЗДЕЛАМ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

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

По разделу «Социальная ответственность»

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

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

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

РЕЗУЛЬТАТЫ ОБУЧЕНИЯ

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

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

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



Инженерная школа природных ресурсов (ИШПР)

Направление подготовки (специальность) 21.03.01 «Нефтегазовое дело»

ООП «Эксплуатация и обслуживание объектов транспорта и хранения нефти, газа и продуктов переработки»

Отделение школы Отделение нефтегазового дела

УТВЕРЖДАЮ:
Руководитель ООП ОНД ИШПР

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

ЗАДАНИЕ на выполнение выпускной квалификационной работы

В форме:

бакалаврской работы

Студенту:

Группа	ФИО
2Б91	Варес Александр Николаевич

Тема работы:

«Организация ремонтно-восстановительных работ на магистральном нефтепроводе на примере объекта Томской области»	
Утверждена приказом директора (дата, номер)	07.02.2023 г. № 38-108/с

Срок сдачи студентом выполненной работы:	30.05.2023 г.
--	---------------

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:

<p>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.)</p>	<p>Вид трубопровода – Магистральный нефтепровод; Номинальный диаметр – 1220 мм; Толщина стенки – 12 мм; Рабочее давление – 4,0 МПа; Сталь трубопроводная – 09Г2С; Способ прокладки – подземный; Транспортируемая среда – нефть; Плотность транспортируемой среды – 850 кг/м³;</p>
--	--

<p>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).</p>	<ol style="list-style-type: none"> 1. Изучение нормативно-технической документации по эксплуатации магистральных нефтепроводов; 2. Анализ методов ремонта линейной части магистрального нефтепровода; 3. Расчёт участка магистрального нефтепровода на прочность и устойчивость; 4. Выбор метода ремонта линейного участка магистрального нефтепровода; 5. Организация ремонтно-восстановительных работ;
<p>Перечень графического материала</p>	<p>нет</p>
<p>Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы</p>	
<p>Раздел</p>	<p>Консультант</p>
<p>«Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»</p>	<p>Рыжакина Татьяна Гавриловна Доцент (ОСГН, ШБИП), к.т.н.</p>
<p>«Социальная ответственность»</p>	<p>Гуляев Милий Всеволодович Старший преподаватель</p>
<p>Названия разделов, которые должны быть написаны на иностранном языке: реферат</p>	

<p>Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику</p>	<p>07.02.2023 г.</p>
--	----------------------

Задание выдал руководитель:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
доцент ОНД	Брусник О.В.	к.п.н.		07.02.2023 г.

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б91	Варес А.Н.		07.02.2023 г.

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

Студенту:

Группа	ФИО
2Б91	Варес Александр Николаевич

Школа	ИШПР	Отделение (НОЦ)	Отделение нефтегазового дела
Уровень образования	Бакалавриат	Направление/специальность	21.03.01 Эксплуатация и обслуживание объектов транспорта и хранения нефти, газа и продуктов переработки

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

1. Стоимость ресурсов научного исследования (НИ): материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих	Расчёт стоимости выполняемых работ, согласно применяемой технологии: - Материально-технические ресурсы: 10216 руб. - Затраты на специальное оборудование: 141297 руб.
2. Нормы и нормативы расходования ресурсов	Устанавливаются в соответствии с заданным уровнем нормы оплат труда: -30 % премии к заработной плате -20 % надбавки за профессиональное мастерство -1,3 – районный коэффициент для расчета заработной платы.
3. Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования	Общая система налогообложения в том числе отчисления во внебюджетные фонды - 30%.

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

1. Оценка коммерческого потенциала, перспективности проведения работ по врезке отвода в магистральный газопровод с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения	Проведение предпроектного анализа. Определение целевого рынка и проведение его сегментирования. Выполнение SWOT-анализа проекта.
2. Планирование и формирование бюджета научного исследования	Определение структуры работы. Расчёт трудоемкости выполнения работ. Подсчет бюджетного исследования.
3. Определение ресурсной (ресурсосберегающей), финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности научного исследования	Расчёт показателей финансовой эффективности, ресурсоэффективности и эффективности исполнения.

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ОСГН	Рыжакина Т.Г.	К.Э.Н.		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б91	Варес А.Н.		

ЗАДАНИЕ К РАЗДЕЛУ «СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»

Обучающемуся:

Группа		ФИО	
2Б91		Варес Александр Николаевич	
Школа	Инженерная школа природных ресурсов	Отделение (НОЦ)	Отделение нефтегазового дела
Уровень образования	Бакалавриат	Направление/специальность	21.03.01 Нефтегазовое дело

Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:

<p>Введение: - Характеристика объекта исследования (вещество, материал, прибор, алгоритм, методика, рабочая зона) и области его применения.</p>	<p>Объект исследования: действующий магистральный нефтепровод «Александровское-Анжеро-Судженск»; Рабочая зона: линейный участок магистрального нефтепровода; Область применения: транспортировка нефти.</p>
--	---

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

<p>1. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности при разработке проектного решения/при эксплуатации:</p> <ul style="list-style-type: none"> - специальные (характерные при эксплуатации объекта исследования, проектируемой рабочей зоны) правовые нормы трудового законодательства; - организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны. 	<ul style="list-style-type: none"> - Трудовой кодекс Российской Федерации от 30.12.2001 N 197-ФЗ (ред. от 27.12.2018); - Федеральный Закон «О промышленной безопасности опасных производственных объектов» №116-ФЗ от 21.07.1997г. (с изменениями от 11 июня 2021 года.); - Федеральные нормы и правила в области промышленной безопасности "Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности", утвержденные Федеральной службой по экологическому, технологическому и атомному надзору, приказ от 12.03.2013 № 101 (с изменениями от 19 января 2022 года); - ОР-03.100.30-КТН-150-11 Порядок организации огневых, газоопасных и других работ повышенной опасности на взрывопожароопасных и пожароопасных объектах организаций системы "Транснефть" и оформления нарядов-допусков на их подготовку и проведение; - РД 39-00147105-015-98 ПРАВИЛА КАПИТАЛЬНОГО РЕМОНТА МАГИСТРАЛЬНЫХ НЕФТЕПРОВОДОВ; - РД-13.110.00-КТН-031-18 Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов ПРАВИЛА БЕЗОПАСНОСТИ ПРИ ЭКСПЛУАТАЦИИ ОБЪЕКТОВ ПАО «ТРАНСНЕФТЬ»; - РД-25.160.00-КТН-037-14 Сварка при строительстве и ремонте магистральных нефтепроводов; - РД-23.040.00-КТН-201-17 Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов ТЕХНОЛОГИЯ РЕМОНТА ТРУБОПРОВОДОВ С ПРИМЕНЕНИЕМ РЕМОНТНЫХ КОНСТРУКЦИЙ
<p>2. Производственная безопасность при разработке проектного решения/при эксплуатации:</p>	<p>При эксплуатации магистрального нефтепровода были проанализированы следующие потенциально вредные и опасные факторов:</p>

<p>2.1 Анализ потенциально вредных и опасных факторов 2.2 Обоснование мероприятий по снижению воздействия</p>	<ul style="list-style-type: none"> – Производственные факторы, связанные с аномальным микроклиматом; – Повышенный уровень шума; – Повышенная загазованность воздуха рабочей среды – Движущиеся машины и механизмы производственного оборудования (в том числе грузоподъемные); – Оборудование и трубопроводы, работающие под давлением; – Обрушение стенок траншеи; – Пожаро- и взрывоопасность; – Производственные факторы, связанные с электрическим током.
<p>3. Экологическая безопасность:</p>	<ul style="list-style-type: none"> – Атмосфера: выбросы загрязняющих веществ при работе техники и сварке, испарения обезжиривающих веществ с поверхности нефтепровода; – Гидросфера: разрушение берегов водоемов и водотоков при устройстве траншей, загрязнение водоема вредными веществами; – Литосфера: нарушение сплошности грунта, попадание в почву загрязняющих веществ.
<p>4. Безопасность в чрезвычайных ситуациях:</p>	<ul style="list-style-type: none"> – Возможные ЧС: техногенные аварии – пожар, разлив нефти; – Наиболее типичная ЧС: аварийный разлив нефти при разгерметизации трубопровода;

Дата выдачи задания к разделу в соответствии с календарным учебным графиком	
---	--

Задание выдал консультант по разделу «Социальная ответственность»:

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

Задание принял к исполнению обучающийся:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б91	Варес Александр Николаевич		

Инженерная школа природных ресурсов (ИШПР)
 Направление подготовки (специальность) 21.03.01 «Нефтегазовое дело»
 Профиль «Эксплуатация и обслуживание объектов транспорта и хранения нефти, газа и продуктов переработки»
 Уровень образования бакалавриат
 Отделение нефтегазового дела
 Период выполнения осенний / весенний семестр 2022/2023 учебного года

Форма представления работы:

бакалаврская работа

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

Срок сдачи студентом выполненной работы:	30.05.2023
--	------------

Дата контроля	Название раздела (модуля) / вид работы (исследования)	Максимальный балл раздела (модуля)
07.02.2023	<i>Введение</i>	10
28.02.2023	<i>Обзор литературы</i>	5
15.03.2023	<i>Общая часть</i>	10
30.03.2023	<i>Анализ технических решений по методам ремонтно-восстановительных работ</i>	10
15.04.2023	<i>Расчетная часть</i>	10
29.04.2023	<i>Разработка мероприятий по проведению ремонта на ЛЧМН</i>	15
10.05.2023	<i>Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение</i>	10
15.05.2023	<i>Социальная ответственность</i>	15
23.05.2023	<i>Заключение</i>	10
27.05.2023	<i>Презентация</i>	5
	<i>Итого</i>	100

Составил преподаватель:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
доцент ОНД	Брусник О.В.	к.п.н.	07.02.2023	

Согласовано:

Руководитель ООП	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
доцент ОНД	Чухарева Н.В.	к.х.н.	07.02.2023	

РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа содержит 100 страниц, 23 рисунка, 19 таблиц, 34 источника.

Ключевые слова: магистральный нефтепровод, ремонтная конструкция, композитно-муфтовый ремонт, капитальный ремонт, ремонт без остановки перекачки.

Объектом исследования является магистральный нефтепровод «Александровское-Анжеро-Судженск».

Цель работы – выбор технического решения по организации ремонтно-восстановительных работ на примере магистрального нефтепровода в Томской области.

В работе изучены основные методы выборочного ремонта магистрального нефтепровода. Проанализирована композитно-муфтовая технология ремонта трубопроводов. В качестве способа ремонта дефектной секции выбран метод установкой ремонтной конструкции, без остановки перекачки. Организованы ремонтно-восстановительные мероприятия по выборочному ремонту методом установки композитной муфты. Выполнен расчет на прочность нефтепровода.

Область применения: трубопроводный транспорт нефти.

					Организация ремонтно-восстановительных работ на магистральном нефтепроводе на примере объекта Томской области			
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата				
Разраб.		Варес А.Н.			Реферат	Лит.	Лист	Листов
Руковод.		Брусник О.В.					10	100
Консульт.						ТПУ группа 2Б91		
Рук-ль ООП		Чухарева Н.В.						

ABSTRACT

Graduate qualification work contains 100 pages, 23 figures, 19 tables, 34 resources.

Key words: main oil pipeline, repair structure, composite-coupling repair, overhaul, repair without stopping the pumping.

The object of the study is the main oil pipeline «Aleksandrovskoye-Anzhero-Sudzhensk».

The aim of the work is to choose a technical solution for the organization of repair and restoration work on the example of the main oil pipeline in the Tomsk region.

The paper studies the basic methods of selective repair of the main oil pipeline. Composite coupling repair technology of pipelines is analyzed. As a method of repair of the defective section the method of installation of the repair structure, without stopping the pumping is chosen. The repair-repair measures for selective repair by composite coupling installation method are organized. Calculation of oil pipeline strength was performed.

Area of application: oil pipeline transport.

					<i>Реферат</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		11

ОПРЕДЕЛЕНИЯ, ОБОЗНАЧЕНИЯ, СОКРАЩЕНИЯ

Определения

В данной работе применены следующие термины с соответствующими определениями:

выборочный ремонт: Ремонт отдельной секции трубопровода или группы секций, расположенных на расстоянии до 100 м друг от друга и содержащих дефекты, подлежащие ремонту.

вырезка: Метод ремонта, заключающийся в вырезке из нефтепровода секции или участка секции с дефектом («катушка») и замене бездефектной «катушкой».

заварка: Ремонт, заключающийся в восстановлении толщины стенки трубы в местах потери металла и сварного шва методом наплавки.

композитная муфта: Ремонтная конструкция, изготавливаемая в заводских условиях, состоящая из стальной оболочки, не привариваемой на трубопровод и заполненной композитным составом, которая устанавливается по специальной композитно-муфтовой технологии.

муфта: Ремонтная конструкция, изготавливаемая в заводских условиях, состоящая из стальной оболочки, привариваемой на трубопровод по специальной технологии.

надежность трубопровода: Свойство трубопровода сохранять во времени в установленных пределах значения всех параметров, характеризующих способность транспортировать продукт перекачки в заданных режимах и условиях эксплуатации.

потеря металла (коррозионная): Локальное уменьшение толщины стенки трубы в результате коррозионного повреждения.

ремонтная конструкция: Конструкция, установленная на нефтепроводе для ремонта дефектов.

					Организация ремонтно-восстановительных работ на магистральном нефтепроводе на примере объекта Томской области			
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата				
Разраб.	Варес А.Н.				Определения, обозначения, сокращения	Лит.	Лист	Листов
Руковод.	Брусник О.В.						12	100
Консульт.						ТПУ группа 2Б91		
Рук-ль ООП	Чухарева Н.В.							

магистральный нефтепровод: Трубопровод, предназначенный для транспортировки нефти из районов её добычи (от головных нефтеперекачивающих станций, расположенных на территории данного нефтяного промысла, месторождения) на предприятия по переработке нефти, нефтебазы, железнодорожные, речные и морские пункты налива, а также ответвления от нефтепроводов, предназначенные для подачи нефти на отдельные предприятия.

Обозначения и сокращения

ДДК – дополнительный дефектоскопический контроль;

ЛЧМН – линейная часть магистрального нефтепровода;

КМТ – композитно – муфтовая технология;

МН – магистральный нефтепровод;

РД – руководящий документ;

СП – свод правил;

					<i>Определения, обозначения, сокращения</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		13

Оглавление

Введение.....	17
Обзор литературы.....	19
1 Общая часть	21
1.1 Описание нефтепровода	21
1.2 Климатическая характеристика района ремонта нефтепровода	21
1.3 Характеристика условий работы	22
2 Анализ технических решений по методам ремонтно-восстановительных работ	24
2.1 Методы ремонта магистрального нефтепровода	24
2.1.1. Шлифовка	25
2.1.2 Заварка	25
2.1.3 Вырезка дефектного участка	26
2.1.4 Типы конструкций, применяемых при ремонте трубопроводов	27
2.2 Выбор метода ремонта магистрального нефтепровода	31
2.3 Особенности монтажа муфты П1	32
3 Расчетная часть.....	34
3.1 Расчет толщины стенки трубы магистрального нефтепровода	34
3.2 Расчёт на прочность в продольном направлении магистрального нефтепровода.....	35
3.3 Проверка на недопустимость пластических деформаций	36
3.4 Проверка общей устойчивости магистрального нефтепровода.....	38
3.5 Расчет необходимого количества композитного состава и герметика ..	42
4. Разработка мероприятий по проведению ремонта на ЛЧМН	44
4.1 Определение местоположения дефекта.....	44
4.2 Земляные работы.....	45
4.3 Снятие изоляции	49
4.4 Проведение ДДК	49
4.5 Дробеструйная обработка	50

					<i>Организация ремонтно-восстановительных работ на магистральном нефтепроводе на примере объекта Томской области</i>			
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>				
<i>Разраб.</i>		<i>Варес А.Н.</i>			Оглавление	<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Руковод.</i>		<i>Брусник О.В.</i>					14	100
<i>Консульт.</i>						ТПУ группа 2Б91		
<i>Рук-ль ООП</i>		<i>Чухарева Н.В.</i>						

4.6 Сбор и сварка ремонтной конструкции	51
4.7 Герметизация и заполнение композитным составом кольцевого зазора между муфтой и трубой	53
4.8 Восстановление изоляции	54
4.9 Засыпка ремонтного котлована	54
5 Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение...	56
5.1 Оценка коммерческого потенциала и перспективности проведения научных исследований с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения	56
5.1.1 Потенциальные потребители результатов исследования	56
5.1.2 Анализ конкурентных технических решений.....	57
5.1.3 SWOT – анализ.....	61
5.2 Планирование научно–исследовательских работ.....	63
5.2.1 Структура работ в рамках научного исследования.....	63
5.2.2 Определение трудоемкости выполняемых работ	64
5.2.3 Разработка графика проведения научного исследования.....	65
5.3 Бюджет научно–технической разработки	67
5.3.1 Расчет материальных затрат НТИ.....	67
5.3.2 Расчет затрат на специальное оборудование для научных работ	68
5.3.3 Основная заработная плата исполнителей работы.....	69
5.3.4 Дополнительная заработная плата исполнителей работы.....	70
5.3.5 Отчисления во внебюджетные фонды.....	70
5.3.6 Накладные расходы	71
5.3.7 Формирование бюджета затрат научно–исследовательской работы	71
5.4 Определение ресурсной (ресурсосберегающей), финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности исследования ..	72
5.5 Вывод по разделу	75
6 Социальная ответственность	76
6.1 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности	76
6.2 Организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны	78
6.3 Производственная безопасность	80
6.4 Экологическая безопасность.....	92
6.4.1 Анализ влияния на окружающую среду.....	92

6.4.2 Обоснование мероприятий по защите окружающей среды	93
6.5 Безопасность в чрезвычайных ситуациях	94
6.6 Вывод по разделу	95
Заключение	96
Список используемых источников.....	97

Введение

Согласно долгосрочной программе развития ПАО «Транснефть» стратегическими целями кампании являются [1]:

– Обеспечение должного уровня надежности эксплуатируемых систем магистральных нефтепроводов и нефтепродуктопроводов путем своевременной реконструкции на основе результатов диагностики и модернизации основных фондов;

– Повышение экологической и промышленной безопасности производственных объектов.

Следовательно, проблема повышения надежности и безопасности эксплуатации объектов магистральных нефтепроводов остается актуальной на данный момент.

Нефтепровод "Александровское-Анжеро-Судженск", принятый в эксплуатацию в 1973 году и являющийся частью системы магистральных трубопроводов компании ПАО «Транснефть», с годами стал подверженным износу и коррозии. Под воздействием коррозионной среды и старения металла труб эксплуатирующие компании обнаружили необходимость диагностики трубопроводов с целью выявления имеющихся дефектов.

Нефтепроводы, построенные в 70-е годы, не были должным образом защищены от коррозии, что привело к ухудшению их состояния со временем.

Внутритрубная диагностика участка нефтепровода "Александровское-Анжеро-Судженск" обнаружила наличие коррозионных и механических повреждений, что снижает надежность функционирования нефтепровода. Следовательно, капитальный ремонт трубопровода с применением ремонтных конструкций и повторной изоляцией является насущной задачей для поддержания бесперебойной и безаварийной работы нефтепровода.

					Организация ремонтно-восстановительных работ на магистральном нефтепроводе на примере объекта Томской области			
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата				
Разраб.		Варес А.Н.			Введение	Лит.	Лист	Листов
Руковод.		Брусник О.В.					17	100
Консульт.						ТПУ группа 2Б91		
Рук-ль ООП		Чухарева Н.В.						

Объектом исследования является действующий магистральный нефтепровод «Александровское-Анжеро-Судженск».

Предметом исследования является технологический процесс ремонта линейной части магистрального нефтепровода с применением композитной муфты.

Цель работы: выбор технического решения по организации ремонтно-восстановительных работ на примере магистрального нефтепровода в Томской области.

Задачи:

- 1) Изучение нормативно-технической документации по эксплуатации магистральных нефтепроводов;
- 2) Анализ методов ремонта линейной части магистрального нефтепровода;
- 3) Выбор метода ремонта линейного участка магистрального нефтепровода;
- 4) Расчет нагрузок, действующих на трубопровод;
- 5) Организация ремонтно-восстановительных работ с применением композитной муфты П1.

					<i>Введение</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		18

Обзор литературы

Магистральные нефтепроводы (МН) необходимы для транспортировки нефти от места подготовки нефти до перерабатывающего предприятия, на котором, далее, из нее получают нужную продукцию. МН являются сложными производственными объектами, поэтому для корректной работы системы руководствуются специализированной нормативно-технической документацией. Поддержание необходимого уровня надежности при эффективном распределении ресурсов – основное условие при разработке данной документации [2].

Своевременность ремонта и его качество непосредственно влияют на надежность эксплуатируемых нефтепроводов [3]. В зависимости от параметров дефектов и их количества определяются методы ремонта.

При хаотичном распределении дефектов наиболее эффективным способом их устранения является выборочный ремонт. При некоторых типах дефектов (при условии, что остаточная стенка нефтепровода все еще соответствует нормативам) можно провести ремонт без остановки работы, т.е. без остановки перекачки нефти и без очистки трубопровода от жидкости. Ремонт проводится путем установки специальных ремонтных конструкций. Эти устройства имеют различные характеристики и параметры - толщину стенки, материал, размер и другое, в зависимости от вида дефекта. При проектировании и эксплуатации магистральных трубопроводов необходимо обеспечить их надежность и безопасность работы. Для этого проводятся расчеты прочности и устойчивости, которые производятся по СП [4].

Надежность является ключевым показателем для магистральных трубопроводных систем и оказывает существенное влияние на их безопасную и бесперебойную работу [5].

					Организация ремонтно-восстановительных работ на магистральном нефтепроводе на примере объекта Томской области			
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата				
Разраб.		Варес А.Н.			Обзор Литературы	Лит.	Лист	Листов
Руковод.		Брусник О.В.					19	100
Консульт.						ТПУ группа 2Б91		
Рук-ль ООП		Чухарева Н.В.						

Низкая надежность может привести:

– К человеческим жертвам - аварии на МН могут стать причиной гибели людей;

– Экологическому ущербу - разливы нефти и нефтепродуктов наносят серьезный урон окружающей среде;

– Экономическим потерям - простой трубопроводов, затраты на ликвидацию последствий аварий;

Поэтому для обеспечения высокой надежности МН:

– Проводится их надежное проектирование и строительство;

– Разрабатываются и внедряются мероприятия по обеспечению надежности в эксплуатации - мониторинг технического состояния, плановый ремонт, замена изношенных участков и т.д;

Выделяются значительные средства на обеспечение надежности.

					Обзор литературы	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		20

1 Общая часть

1.1 Описание нефтепровода

Нефтепровод "Александровское - Анжеро-Судженск", введенный в строй в 1974 году и доведенный до проектной производительности предназначен для транспортировки нефти из двух основных регионов добычи нефти: Нижневартовского и Александровского. Его трасса протяженностью 817,5 километров проходит по Томской области и имеет диаметр 1220 миллиметров. Для обеспечения проектной мощности в 52,5 миллионов тонн в год на нефтепроводе построено 8 нефтеперекачивающих станций.

1.2 Климатическая характеристика района ремонта нефтепровода

Трасса нефтепровода проходит через районы с самыми разными природными условиями в суровом климате. В регионе резко континентальный климат: длинная холодная зима и короткое, но жаркое лето.

Зимой температура опускается до -49°C , а летом поднимается до $+37^{\circ}\text{C}$. Период со положительной температурой составляет 160-180 дней.

Средняя температура на северном участке составляет $-3,3^{\circ}\text{C}$, на южном $+0,4^{\circ}\text{C}$.

Глубина промерзания болот варьируется от 10-20 см до 1 м, сухие участки промерзают в 1,5-2,5 раза глубже.

В марте средняя температура грунта на глубине трубы колеблется от $-1,6^{\circ}\text{C}$ до $+2,3^{\circ}\text{C}$, а в августе от $+8,9^{\circ}\text{C}$ до $+11,7^{\circ}\text{C}$.

Таким образом, трасса нефтепровода проходит через районы с крайне различными естественными условиями, в том числе глубоким промерзанием грунтов и экстремальными температурными диапазонами, определяемыми резко континентальным климатом региона.

					Организация ремонтно-восстановительных работ на магистральном нефтепроводе на примере объекта Томской области			
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата				
Разраб.		Варес А.Н.			Общая часть	Лит.	Лист	Листов
Руковод.		Брусник О.В.					21	100
Консульт.						ТПУ группа 2Б91		
Рук-ль ООП		Чухарева Н.В.						

1.3 Характеристика условий работы

Водные артерии района имеют равнинный характер с относительно небольшой скоростью течения. Левый берег низменный, правый - крутой. На небольших реках доминирует вертикальная эрозия, на крупных - боковая, что приводит к значительному разрушению берегов. Среди крупных рек, пересекаемых нефтепроводом, стоит выделить Обь с притоками Васюган, Парабель, Чаю, ширина которых в местах пересечения варьируется от 650 до 150 м.

Местность вокруг трассы на 80-85% покрыта лесом. Леса включают в себя частично таёжный лес с преобладанием ели, сосны и берёзы.

Нефтепровод "Александровское – Анжеро-Судженск" проложен в грунтах, состоящих из торфяных отложений и аллювиальных отложений.

Первые снегопады, как правило, бывают в конце сентября - начале октября. Закреплённый снежный покров и замерзание рек происходят в конце октября - начале ноября. Высота снежного покрова достигает 1,6 м на лесистых участках и 0,6 м на открытой местности.

Реки вскрываются в конце зимы - начале весны. Годовое количество осадков варьируется от 450 до 500 мм. Максимум осадков, составляющий до 45% от общего количества, приходится на вторую половину июля и на август.

Территория представляет собой обширные равнины с заболоченностью.

Вдоль нефтепровода встречаются верховые, низинные и переходные болота. Особенно много болот между Обью и Иртышом.

Большое количество озёр способствует избытку влаги. Уровень грунтовых вод высок - 1-1,5 м.

Глубина промерзания грунта на незаболоченных участках изменяется с севера на юг от 250 до 80 м. Почва на северном участке трассы теплее.

На северных заболоченных участках почва имеет высокую влажность до 46,5%, а на южных сухих - это пески, суглинки и супеси с низкой влажностью.

Болотные отложения представлены торфом мощностью 2-7 м.

					Общая часть	Лист
						22
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Таким образом, территория характеризуется значительной заболоченностью, высоким уровнем грунтовых вод, большой мощностью торфяных отложений, а также различиями в грунтах и глубине промерзания северной и южной части трассы нефтепровода.

					Общая часть	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		23

2 Анализ технических решений по методам ремонтно-восстановительных работ

2.1 Методы ремонта магистрального нефтепровода

Ранее основным способом устранения дефекта являлась замена поврежденного участка трубы на новый. Такой метод характеризовался значительными затратами, так как работа трубопровода приостанавливалась, что нарушало графики поставок и требовало проведения сложных ремонтных работ.

В настоящее время в нефтепроводном транспорте существует множество различных способов восстановления неисправных участков трубы. Это позволяет снизить временные и финансовые затраты, а также уменьшить простои.

В соответствии с инструкцией [6] ремонт дефектных участков магистрального нефтепровода должен осуществляться только разрешенными методиками, все другие запрещены.

Для ремонта магистральных и технологических нефтепроводов могут использоваться следующие способы ремонта: [6]

- шлифовка;
- заварка;
- вырезка дефекта (замена катушки или замена участка);
- установка ремонтной конструкции (муфты, патрубки).

Временный ремонт использует временные конструкции (В1, В2), рассчитанные на ограниченный срок. Муфта В1 разрешается только для ликвидации аварий, с обязательной заменой через месяц. Гофры могут временно устраняться на год перед постоянным ремонтом при использовании ремонтной конструкции В2.

					Организация ремонтно-восстановительных работ на магистральном нефтепроводе на примере объекта Томской области			
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата				
Разраб.	Варес А.Н.				Анализ технических решений по методам ремонтно-восстановительных работ	Лит.	Лист	Листов
Руковод.	Брусник О.В.						24	100
Консульт.						ТПУ группа 2Б91		
Рук-ль ООП	Чухарева Н.В.							

Ранее установленные временные муфты и заплатки должны быть заменены постоянным методом в зависимости от отношения фактического давления к проектному в зоне дефекта. Чем больше расхождение, тем раньше потребуется замена.

2.1.1. Шлифовка

При повреждениях трубопроводов, таких как потеря металла, незначительные трещины, дефекты сварных швов или вмятины с приведенными ранее дефектами, проводят шлифовку для восстановления данных участков. Шлифовка заключается в удалении поврежденных слоев металла с восстановлением гладкой поверхности. Ее используют в тех случаях, когда повреждение не выходит за пределы 20% толщины стенки трубы и при этом сохраняется необходимая прочность [7].

Также шлифовку применяют для выравнивания сварных швов по отношению к поверхности трубы. При шлифовке следует добиваться плавных переходов от обработанной поверхности к необработанной с целью уменьшения концентрации напряжений.

В ходе шлифовки давление в трубопроводе не должно превышать 2,5 МПа и быть не ниже 0,1 МПа. После шлифовки проводят визуальный осмотр и контроль методом магнитопорошковой дефектоскопии. Также ультразвуковым методом проверяют толщину стенки, которая должна быть не менее 80% от номинального значения [7].

2.1.2 Заварка

Для устранения повреждений трубопроводов с остаточной толщиной стенок не менее 5 мм, вызванных как коррозией, так и наличием трещин и участков с пониженной прочностью, допускается применение сварочных методов ремонта.

Ремонт способом заварки возможен при давлении в трубопроводе более 0,1 МПа, при граничном допустимом давлении нефтепровода не выше 2,5 МПа с учетом допусков измерительных приборов, определенных в [7].

					<i>Анализ технических решений по методам ремонтно-восстановительных работ</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		25

При заварке образуется участок из наплавленного металла, который проходит осмотр, проверку магнитным порошком для выявления поверхностных недостатков и ультразвуковой контроль для обнаружения скрытых повреждений. По результатам не разрушающего контроля качества сварных швов составляется акт установленной формы.

2.1.3 Вырезка дефектного участка

При данном методе ремонта отрезок или участок трубы с дефектом должен быть вырезан из нефтепровода и заменен новым, бездефектным.

Требования к устанавливаемым секциям и порядок проведения работ по демонтажу и установке катушек определяются в нормативном документе [8].

Работы по демонтажу-установке включают в себя:

- остановку перекачки нефти;
- очистку участка от нефти;
- вырезку деталей;
- герметизацию трубопровода;
- сварку и контроль качества сварных швов;
- заполнение труб нефтью;
- прием герметизаторов;
- ввод нефтепровода в строй.

Подача нефти останавливается путем отключения насосов и перекрытия участка работ задвижками. Возможен ремонт без остановки нефтяного потока, когда имеется резервный нефтепровод.

Вырезка осуществляется беспламенным способом или с применением взрыва.

После сварки производится контроль соединений, устраняются возможные дефекты.

Нефтепровод заполняется нефтью после выпуска из него воздуха и включения насосного оборудования НПС в определенной последовательности.

					<i>Анализ технических решений по методам ремонтно-восстановительных работ</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		26

2.1.4 Типы конструкций, применяемых при ремонте трубопроводов

В зависимости от типа дефекта и его линейных размеров подбирается необходимый метод ремонта, который в полной степени восстановит надежность эксплуатируемой системы согласно РД [6]. Среди ремонтных конструкций, применяемых ПАО «Транснефть», к постоянным методам ремонта относятся:

1) композитная муфта (рисунок 2.1), устанавливаемая по технологии КМТ (П1, П1ВД);

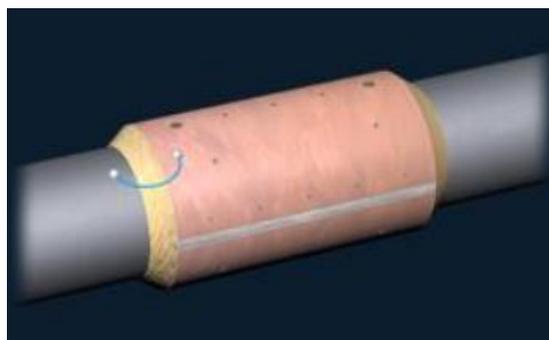


Рисунок 2.1 – Муфта П1

2) обжимная приварная муфта с технологическими кольцами (П2, П2ВД) (рисунок 2.2);

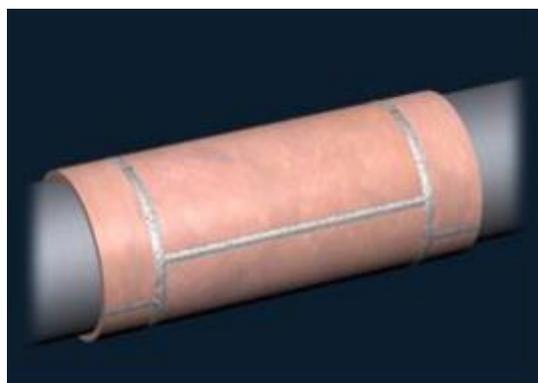


Рисунок 2.2 – Муфта П2

3) галтельная муфта для ремонта поперечных сварных швов (П3, П3ВД) (рисунок 2.3);

					Анализ технических решений по методам ремонтно-восстановительных работ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		27

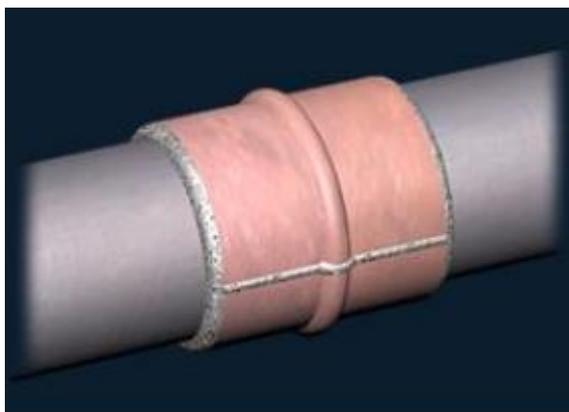


Рисунок 2.3 – Муфта ПЗ

4) галтельная муфта с короткой полостью с заполнением антикоррозийной жидкостью (рисунок 2.4) (П4, П4ВД);

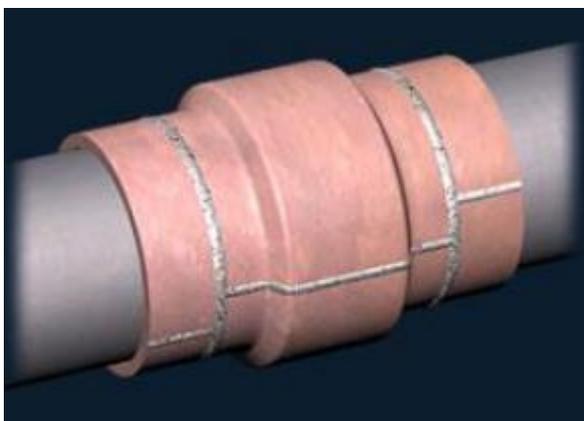


Рисунок 2.4 – Муфта П4

5) сварная галтельная муфта с технологическими кольцами (П5), которая предназначена для ремонта кольцевых сварных швов и некоторых дефектов вида гофр (рисунок 2.5);

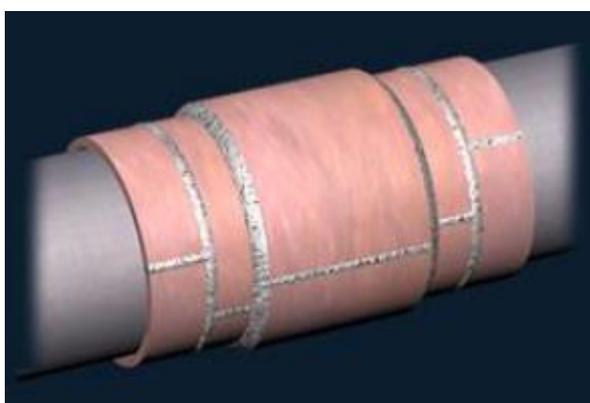


Рисунок 2.5 – Муфта П5

6) удлиненная сварная галтельная муфта с технологическими кольцами (рисунок 2.6) (П5У);

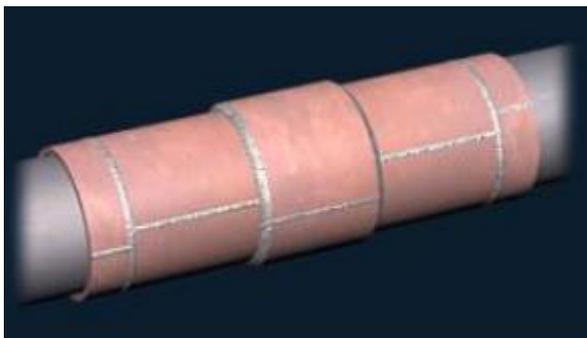


Рисунок 2.6 – Муфта П5У

7) удлиненная галтельная муфта с заполнением антикоррозионной жидкостью (П6, П6ВД), которая необходима для ремонта гофр (рисунок 2.7);

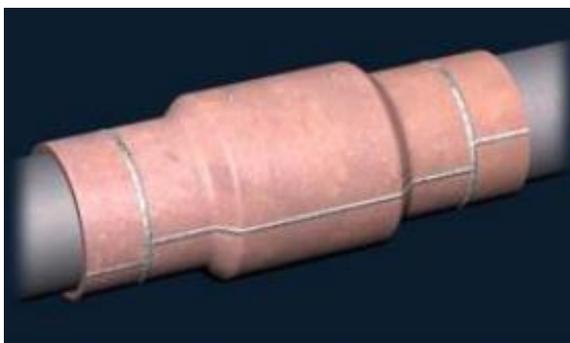


Рисунок 2.7 – Муфта П6

8) композитная муфта для ремонта вантузов (рисунок 2.8), устанавливаемая по технологии КМТ (П1В);

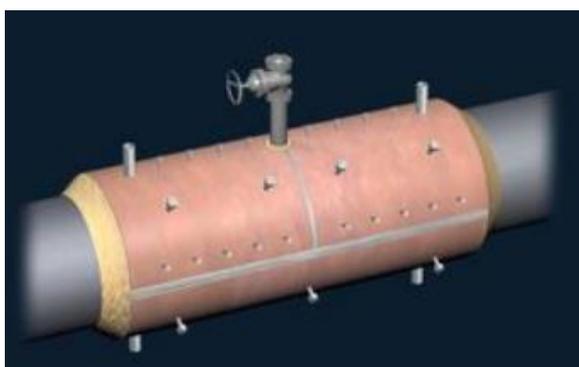


Рисунок 2.8 – Муфта П1В

9) композитная муфта для ремонта отверстий, патрубков ремонтной конструкции П7 (рисунок 2.9), устанавливаемая по технологии КМТ (П1П7);

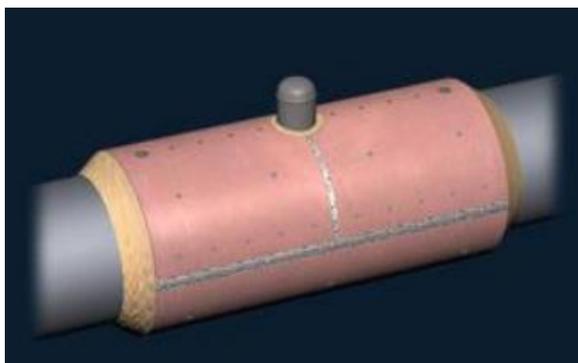


Рисунок 2.9 – Муфта П1П7

10) патрубок с усиливающей накладкой (рисунок 2.10) для ремонта патрубков, отверстий и несанкционированных врезок (П7);

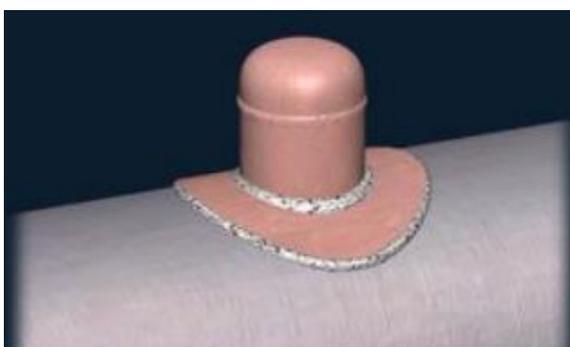


Рисунок 2.10 – Муфта П7

11) муфтовый тройник (рисунок 2.11) для ремонта вантузов, сигнализаторов пропуска СОД, отборов давления, патрубков, отверстий и несанкционированных врезок (П8, П8ВД);

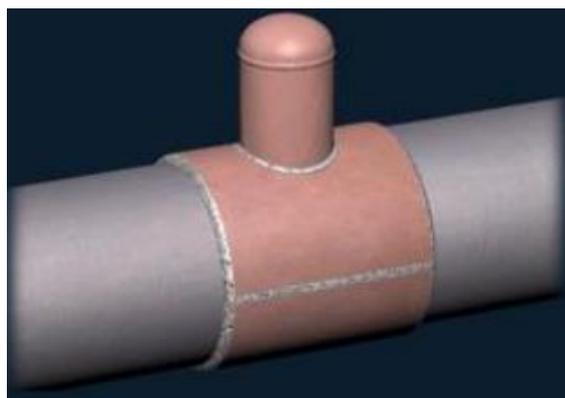


Рисунок 2.11 – Муфтовый/разрезной тройник

12) разрезной тройник заводского изготовления (рисунок 2.11) для ремонта патрубков, отверстий и несанкционированных врезок (П9, П9ВД);

					Анализ технических решений по методам ремонтно-восстановительных работ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		30

13) герметизирующий чоп (рисунок 2.12) для ремонта отверстий (П10).



Рисунок 2.12 – Герметизирующие чопы

2.2 Выбор метода ремонта магистрального нефтепровода

При проведении мероприятий по диагностике нефтепровода с использованием ВИП был обнаружен дефект в виде вмятины наружной поверхности трубы с повреждением покрытия и утратой металла. Для подтверждения местоположения и характеристик дефекта был проведен ДДК, результаты которой представлены в таблице 2.1. Участок линейной части нефтепровода с толщиной стенки 12 мм, имеющий такой дефект, требует ремонта, потому что при таком повреждении стенки трубопровода, надежность данного объекта мала. При изменении режима перекачки может произойти аварийная ситуация, которая повлечет за собой материальные затраты, нарушение экологии района прокладки нефтепровода.

Таблица 2.1 Параметры дефекта на магистральном нефтепроводе по ДДК

№	Наименование	Тип	Длина, мм	Ширина, мм	Глубина, мм	Глубина, %
1	Вмятина с риской с потерей металла	наружный	397	370	24	1,97
2	Участок с рисками	внутренний	369	69	1,1	9,17
3	Потеря металла	наружный	187	134	5,2	43,34

Для данных дефектов целесообразно применение следующего типа ремонтной конструкции: композитную муфту типа П1.

Монтаж производится по композитно-муфтовой технологии (КМТ), которая подробно рассматривается в нормативном документе [10]. По [6] данный тип ремонтной конструкции в наибольшей степени подходит для исследуемого типа дефекта. Учитывая длину дефектов, длина ремонтной конструкции равна 2 м, толщина стенки ремонтной конструкции равна 12 мм, используемая сталь – 09Г2С.

2.3 Особенности монтажа муфты П1

Метод ремонта с использованием композитной муфты заключается в установке специальной ремонтной конструкции вокруг поврежденного участка трубы. Это позволяет полностью восстановить несущую способность и ресурс данного участка, в том числе при воздействии циклических нагрузок.

Данный способ ремонта имеет ряд преимуществ:

- Позволяет полностью ликвидировать дефект трубопровода;
- Повышает прочность за счет использования композитных материалов;
- Обеспечивает долговечность ремонта благодаря надежной фиксации ремонтной муфты и ее полной герметичности;
- Позволяет быстро восстановить работоспособность поврежденного участка трубопровода высокого качества.

Во время ремонта давление в секции ограничивается: при обработке поверхности и при отверждении композитного материала в течение около суток.

После отверждения композит надёжно фиксирует конструкцию на трубе, равномерно распределяя нагрузки и предотвращая концентрацию напряжений в дефектном участке. Это обеспечивает полное восстановление прочности и ресурса данного участка трубопровода [10].

Ремонтная конструкция состоит из двух соединяющихся друг с другом половинок, которые монтируются на поврежденный участок трубопровода. Они не прикрепляются к трубе посредством сварки.

					<i>Анализ технических решений по методам ремонтно-восстановительных работ</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		32

В нижнюю половинку встроены два входных патрубка: основной и резервный, предназначенные для подачи в конструкцию специального композитного материала, восстанавливающего прочность.

Верхняя половинка имеет два выходных трубопровода. Кроме того, содержит несколько отверстий, позволяющих выпустить излишки воздуха из конструкции и контролировать уровень заполнения композитом.

При монтаже конструкции на место повреждения устраняется дефект трубы. Зазор между конструкцией и трубой заполняется композитом, который восстанавливает прочность отремонтированного участка до уровня первоначальной трубы.

Толщина стенки оболочки муфты равна 12мм.

Этапы установки композитно-муфтовой ремонтной конструкции:

1. Дробеструйная очистка;
2. Сборка муфты на трубопроводе по [11];
3. Сварка полумуфт между собой по [11,12];
4. Присоединение катодной защиты;
5. Контроль сварных швов в соответствии с [13];
6. Регулирование размера зазора между муфтой и трубой с помощью установочных болтов;
7. Приготовление герметика для заполнения зазоров между муфтой и трубой и предотвращения протечек композита;
8. Герметизация краев зазора между муфтой и трубой;
9. Приготовление композитного состава;
10. Заливка полученной смеси в зазор между муфтой и трубой;
11. После отверждения композита удаление лишних элементов муфты для подготовки поверхности к изоляции;
12. Подключение катодной защиты к трубопроводу;
13. Нанесение изоляционного покрытия.

					<i>Анализ технических решений по методам ремонтно-восстановительных работ</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		33

Продольное осевое сжимающее напряжение:

$$\sigma_{пр.N} = -\alpha \cdot E \cdot \Delta t + \mu \frac{n \cdot p \cdot D_{вн}}{2\delta_H} \quad (3.3)$$

где μ – переменный коэффициент поперечной деформации стали (коэффициент Пуассона);

α – коэффициент линейного расширения металла трубы;

E – переменный параметр упругости (модуль Юнга);

Δt – расчетный температурный перепад, принимаемый положительным при нагревании, °С:

$$\Delta t = t_э - t_{зам} \quad (3.4)$$

где $t_э$ – температура эксплуатации нефтепровода;

$t_{зам}$ – температура фиксации расчетной схемы трубопровода.

$$\Delta t = 17 - (-25) = 42 \text{ °С}$$

$$\sigma_{пр.N} = -1,2 \cdot 10^{-5} \cdot 2,06 \cdot 10^5 \cdot 42 + 0,3 \cdot \frac{1,1 \cdot 4 \cdot 1201,5}{2 \cdot 9,25} = -18,09 \text{ (МПа)}$$

Коэффициент, учитывающий двухосное напряженное состояние труб:

$$\psi_1 = \sqrt{1 - 0,75 \left(\frac{|\sigma_{пр.N}|}{R_1} \right)^2} - 0,5 \frac{|\sigma_{пр.N}|}{R_1} \quad (3.5)$$

$$\psi_1 = \sqrt{1 - 0,75 \cdot \left(\frac{18,09}{285,7} \right)^2} - 0,5 \cdot \frac{18,09}{285,7} = 0,967$$

Толщина стенки с учётом продольных осевых сжимающих напряжений:

$$\delta = \frac{npD_H}{2(\psi_1 R_1 + np)} \quad (3.6)$$

$$\delta = \frac{1,1 \cdot 4 \cdot 1220}{2 \cdot (0,967 \cdot 285,7 + 1,1 \cdot 4)} = 9,56 \text{ (мм)}$$

Принимаем толщину стенки равной 12 мм по СП [4].

3.2 Расчёт на прочность в продольном направлении магистрального нефтепровода

					Расчётная часть	Лист
						35
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Определим внутренний диаметр трубопровода, исходя из принятой толщины стенки:

$$D_{\text{вн}} = D_{\text{н}} - 2 \cdot \delta \quad (3.7)$$

$$D_{\text{вн}} = 1220 - 2 \cdot 12 = 1196 \text{ (мм)}$$

Продольное осевое сжимающее напряжение:

$$\sigma_{\text{пр.}N} = -\alpha \cdot E \cdot \Delta t + \mu \frac{n \cdot p \cdot D_{\text{вн}}}{2\delta_{\text{н}}} \quad (3.8)$$

$$\sigma_{\text{пр.}N} = -1,2 \cdot 10^{-5} \cdot 2,06 \cdot 10^5 \cdot 42 + 0,3 \cdot \frac{1,1 \cdot 4 \cdot 1196}{2 \cdot 12} = -38,04 \text{ (МПа)}$$

Кольцевые напряжения от расчётного внутреннего давления:

$$\sigma_{\text{кц}} = \frac{npD_{\text{вн}}}{2\delta_{\text{н}}} \quad (3.9)$$

$$\sigma_{\text{кц}} = \frac{1,1 \cdot 4 \cdot 1196}{2 \cdot 12} = 219,3 \text{ (МПа)}$$

Т.к. $\sigma_{\text{пр.}N} < 0$, то

$$\psi_2 = \sqrt{1 - 0,75 \left(\frac{|\sigma_{\text{кц}}|}{R_1} \right)^2} - 0,5 \frac{|\sigma_{\text{кц}}|}{R_1} \quad (3.10)$$

$$\psi_2 = \sqrt{1 - 0,75 \cdot \left(\frac{219,3}{285,7} \right)^2} - 0,5 \cdot \frac{219,3}{285,7} = 0,363$$

Проверяем условие прочности подземных и наземных (в насыпи) трубопроводов в продольном направлении:

$$|\sigma_{\text{пр.}N}| \leq \psi_2 R_1 \quad (3.11)$$

$$38,04 \leq 0,363 \cdot 285,7$$

Условие прочности трубопровода выполняется.

3.3 Проверка на недопустимость пластических деформаций

Выполним проверку на недопустимость пластических деформаций.

Кольцевые напряжения от нормативного (рабочего) давления:

$$\sigma_{\text{кц}}^{\text{н}} = \frac{pD_{\text{вн}}}{2\delta_{\text{н}}} \quad (3.12)$$

$$\sigma_{\text{кц}}^{\text{н}} = \frac{4 \cdot 1196}{2 \cdot 12} = 199,3 \text{ (МПа)}$$

					Расчётная часть	Лист
						36
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Максимальные (фибровые) суммарные продольные напряжения в трубопроводе от нормативных нагрузок и воздействий:

$$(+)\sigma_{\text{пр}}^{\text{H}} = \mu\sigma_{\text{кц}}^{\text{H}} - \alpha E \Delta t + \frac{E D_{\text{H}}}{2R} \quad (3.13)$$

$$(-)\sigma_{\text{пр}}^{\text{H}} = \mu\sigma_{\text{кц}}^{\text{H}} - \alpha E \Delta t - \frac{E D_{\text{H}}}{2R} \quad (3.14)$$

где R – минимальный радиус упругого изгиба оси трубопровода

$$\begin{aligned} (+)\sigma_{\text{пр}}^{\text{H}} &= 0,3 \cdot 199,3 - 1,2 \cdot 10^{-5} \cdot 2,06 \cdot 10^5 \cdot 42 + \frac{2,06 \cdot 10^5 \cdot 1220}{2 \cdot 1250000} \\ &= 56,49 \text{ (МПа)} \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} (-)\sigma_{\text{пр}}^{\text{H}} &= 0,3 \cdot 199,3 - 1,2 \cdot 10^{-5} \cdot 2,06 \cdot 10^5 \cdot 42 - \frac{2,06 \cdot 10^5 \cdot 1220}{2 \cdot 1250000} \\ &= -144,56 \text{ (МПа)} \end{aligned}$$

Коэффициент, учитывающий двухосное напряженное состояние металла:

$$\psi_3 = \sqrt{1 - 0,75 \left(\frac{\sigma_{\text{кц}}^{\text{H}}}{\frac{m}{0,9k_{\text{H}}} R_2^{\text{H}}} \right)^2} - 0,5 \frac{\sigma_{\text{кц}}^{\text{H}}}{\frac{m}{0,9k_{\text{H}}} R_2^{\text{H}}} \quad (3.15)$$

где R_2^{H} – предел текучести стали.

$$\psi_3 = \sqrt{1 - 0,75 \left(\frac{199,3}{\frac{0,99}{0,9 \cdot 1,155} \cdot 340} \right)^2} - 0,5 \cdot \frac{199,3}{\frac{0,99}{0,9 \cdot 1,155} \cdot 340} = 0,538$$

Для предотвращения недопустимых пластических деформаций подземных и наземных (в насыпи) трубопроводов произведём проверку согласно условиям:

$$|\sigma_{\text{пр}}^{\text{H}}| \leq \psi_3 \frac{m}{0,9k_{\text{H}}} R_2^{\text{H}} \quad (3.16)$$

$$|-144,56| < 0,538 \frac{0,99}{0,9 \cdot 1,155} \cdot 340$$

$$\sigma_{\text{кц}}^{\text{H}} \leq \frac{m}{0,9k_{\text{H}}} R_2^{\text{H}} \quad (3.17)$$

					Расчётная часть	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		37

$$199,3 < \frac{0,99}{0,9 \cdot 1,155} \cdot 340$$

Оба условия недопустимости пластических деформаций выполняются.

3.4 Проверка общей устойчивости магистрального нефтепровода

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

$$S \leq m \cdot N_{кр} \quad (3.18)$$

где S - эквивалентное продольное осевое усилие в сечении трубопровода, Н или МН;

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

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

$$S = [(0,5 - \mu) \cdot \sigma_{кц} + \alpha \cdot E \cdot \Delta T] \cdot F \quad (3.19)$$

$$S = [(0,5 - 0,3) \cdot 219,3 \cdot 10^6 + 1,2 \cdot 10^{-5} \cdot 2,06 \cdot 10^5 \cdot 42] \cdot 45,5 \cdot 10^{-3} \\ = 1,99 \cdot 10^6 \text{ Н}$$

$$\Delta T = t_{э} - t_{зам} \quad (3.20)$$

$$\Delta T = 17 - (-25) = 42 \text{ град}$$

$$F = \frac{\pi}{4} \cdot (D_{н}^2 - D_{вн}^2) \quad (3.21)$$

$$F = \frac{3,14}{4} \cdot (1,22^2 - 1,196^2) = 45,5 \cdot 10^{-3} \text{ м}^2$$

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

					Расчётная часть	Лист
						38
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

$$N_{кр1} = 4,09 \cdot \sqrt[11]{P_0^2 \cdot q_{верт}^4 \cdot F^2 \cdot E^5 \cdot J^3} \quad (3.22)$$

$$= 4,09 \cdot \sqrt[11]{51388,4^2 \cdot 35491,7^4 \cdot (45,5 \cdot 10^{-3})^2 \cdot (2,06 \cdot 10^{11})^5 \cdot (28,4 \cdot 10^{-4})^3}$$

$$= 21,23 \cdot 10^6 \text{ Н}$$

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

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

$$J = \frac{\pi}{64} \cdot (D_H^2 - D_{вн}^2) \quad (3.23)$$

$$J = \frac{3,14}{64} \cdot (1,22^2 - 1,196^2) = 28,4 \cdot 10^{-4} \text{ м}^4$$

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

$$q_{верт} = n_{гр} \cdot \gamma_{гр} \cdot D_H \cdot \left(h_0 + \frac{D_H}{2} - \frac{\pi \cdot D_H}{8} \right) + q_{тр} \quad (3.24)$$

где $n_{гр}$ – коэффициент надежности по нагрузке от веса грунта;

$\gamma_{гр}$ – удельный вес грунта;

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

$$q_{верт} = 0,8 \cdot 20,5 \cdot 10^3 \cdot 1,22 \cdot \left(1 + \frac{1,22}{2} - \frac{3,14 \cdot 1,22}{8} \right) + 12859,7 = 35491,7 \frac{\text{Н}}{\text{м}}$$

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

$$P_0 = \pi \cdot D_H \cdot (C_{гр} + P_{гр} \cdot tg\phi_{гр}) \quad (3.25)$$

где $C_{гр}$ – коэффициент сцепления грунта;

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

$\phi_{гр}$ – угол внутреннего трения грунта.

$$P_0 = 3,14 \cdot 1,22 \cdot (2 \cdot 10^3 + 21467,6 \cdot tg28^0) = 51388,4 \text{ Па}$$

					Расчётная часть	Лист
						39
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

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

$$P_{\text{гр}} = \frac{2 \cdot n_{\text{гр}} \cdot \gamma_{\text{гр}} \cdot D_{\text{н}} \left[\left(h_0 + \frac{D_{\text{н}}}{8} \right) + \left(h_0 + \frac{D_{\text{н}}}{2} \right) \cdot \text{tg}^2 \left(45^\circ - \frac{\varphi_{\text{гр}}}{2} \right) \right] + q_{\text{тр}}}{\pi \cdot D_{\text{н}}} \quad (3.26)$$

$$= \frac{2 \cdot 0,8 \cdot 20,5 \cdot 10^3 \cdot 1,22 \left[\left(1 + \frac{1,22}{8} \right) + \left(1 + \frac{1,22}{2} \right) \cdot \text{tg}^2 \left(45^\circ - \frac{28^\circ}{2} \right) \right] + 12859,7}{3,14 \cdot 1,22}$$

$$= 21467,6 \text{ Па}$$

где h_0 – высота слоя засыпки от верхней образующей трубопровода до поверхности грунта или глубина заложения трубопровода;

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

$$q_{\text{тр}} = q_{\text{м}} + q_{\text{и}} + q_{\text{пр}} \quad (3.27)$$

$$q_{\text{тр}} = 3394,4 + 111,72 + 9353,6 = 12859,7 \frac{\text{Н}}{\text{м}}$$

Нагрузка от собственного веса металла трубы, Н/м:

$$q_{\text{м}} = n_{\text{св}} \cdot \gamma_{\text{м}} \cdot \frac{\pi}{4} \cdot (D_{\text{н}}^2 - D_{\text{вн}}^2) \quad (3.28)$$

$$q_{\text{м}} = 0,95 \cdot 78500 \cdot \frac{3,14}{4} \cdot (1,22^2 - 1,196^2) = 3394,4 \frac{\text{Н}}{\text{м}}$$

где $n_{\text{св}}$ – коэффициент надежности по нагрузкам при расчете на продольную устойчивость и устойчивость положения;

$\gamma_{\text{м}}$ – удельный вес металла, из которого изготовлены трубы.

Нагрузка от собственного веса изоляции для подземных трубопроводов:

$$q_{\text{и}} = n_{\text{св}} \cdot \pi \cdot D_{\text{н}} \cdot g \cdot (K_{\text{ип}} \cdot \delta_{\text{ип}} \cdot \rho_{\text{ип}} + K_{\text{об}} \cdot \delta_{\text{об}} \cdot \rho_{\text{об}}) \quad (3.29)$$

$$q_{\text{и}} = 0,95 \cdot 3,14 \cdot 1,22 \cdot 9,8$$

$$\cdot (2,3 \cdot 0,635 \cdot 10^{-3} \cdot 1090 + 2,3 \cdot 0,635 \cdot 10^{-3} \cdot 1055) = 111,72 \frac{\text{Н}}{\text{м}}$$

где $K_{\text{ип}} = K_{\text{об}}$ – коэффициент, учитывающий величину нахлеста для двухслойной изоляции;

					Расчётная часть	Лист
						40
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

$\delta_{и}$, мм, $\rho_{ин}$, кг/м³ —соответственно толщина и плотность изоляции;
 $\delta_{об}$, мм, $\rho_{об}$, кг/м³ - соответственно толщина и плотность оберточных материалов.

Нагрузка от веса нефти, находящейся в трубе единичной длины:

$$q_{пр} = \rho_p \cdot g \cdot \frac{\pi \cdot d^2}{4} \quad (3.30)$$

$$q_{пр} = 0,850 \cdot 10^3 \cdot 9,8 \cdot \frac{3,14 \cdot 1,196^2}{4} = 9353,6 \frac{\text{Н}}{\text{м}}$$

Проверяем условие (3.18):

$$1,99 \cdot 10^6 \leq 0,99 \cdot 21,23 \cdot 10^6 = 21,02 \cdot 10^6$$

Условие выполняется.

Продольное критическое усилие для прямолинейных участков трубопроводов в случае упругой связи с грунтом определяем по формуле:

$$N_{кр2} = 2 \cdot \sqrt{k_0 \cdot D_n \cdot E \cdot J} \quad (3.31)$$

$$N_{кр2} = 2 \cdot \sqrt{5 \cdot 10^6 \cdot 1,22 \cdot 2,06 \cdot 10^{11} \cdot 28,4 \cdot 10^{-4}} = 119,5 \cdot 10^6 \text{ Н}$$

где k_0 – коэффициент нормального сопротивления грунта, или коэффициент постели грунта при сжатии.

Проверяем условие (3.18):

$$1,99 \cdot 10^6 \leq 0,99 \cdot 119,5 \cdot 10^6 = 118,3 \cdot 10^6$$

Условие устойчивости прямолинейных участков нефтепродуктопровода обеспечено.

Проверим общую устойчивость криволинейных участков трубопровода, выполненных с упругим изгибом:

$$\theta_{\beta} = \frac{1}{\rho \cdot \sqrt[3]{\frac{q_{верт}}{E \cdot J}}} \quad (3.32)$$

$$\theta_{\beta} = \frac{1}{1250 \cdot \sqrt[3]{\frac{35491,7}{2,06 \cdot 10^{11} \cdot 28,4 \cdot 10^{-4}}}} = 0,02$$

					Расчётная часть	Лист
						41
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

$$Z_{\beta} = \frac{\sqrt{\frac{P_0 \cdot F}{q_{\text{верт}} \cdot J}}}{\sqrt[3]{\frac{q_{\text{верт}}}{E \cdot J}}} \quad (3.33)$$

$$Z_{\beta} = \frac{\sqrt{\frac{51388,4 \cdot 45,5 \cdot 10^{-3}}{35491,7 \cdot 28,4 \cdot 10^{-4}}}}{\sqrt[3]{\frac{35491,7}{2,06 \cdot 10^{11} \cdot 28,4 \cdot 10^{-4}}}} = 122,6$$

По номограмме [рисунок 4.1, 34] $\beta_N=21$;

$$N_{\text{кр3}} = \beta_N \cdot \sqrt[3]{q_{\text{верт}}^2 \cdot E \cdot J} \quad (3.34)$$

$$N_{\text{кр3}} = 21 \cdot \sqrt[3]{35491,7^2 \cdot 2,06 \cdot 10^{11} \cdot 28,4 \cdot 10^{-4}} = 18,9 \cdot 10^6$$

Проверяем условие (3.18):

$$1,99 \cdot 10^6 \leq 0,99 \cdot 18,9 \cdot 10^6 = 18,7 \cdot 10^6$$

Условие устойчивости для криволинейных участков нефтепродуктопровода обеспечено.

$$N_{\text{кр4}} = 0,375 \cdot q_{\text{верт}} \cdot \rho \quad (3.35)$$

$$N_{\text{кр4}} = 0,375 \cdot 35491,7 \cdot 1250 = 16,64 \cdot 10^6$$

Проверяем условие (3.18):

$$1,99 \cdot 10^6 < 0,99 \cdot 16,64 \cdot 10^6 = 16,47 \cdot 10^6$$

Условие устойчивости для криволинейных участков выполняется.

3.5 Расчет необходимого количества композитного состава и герметика

После установки муфты между трубопроводом образуется кольцевой зазор, края которого необходимо загерметизировать на 25 мм. Для этого применяется герметик, объемный расчет которого нужен для качественного проведения данной операции. Согласно [10], объем герметика рассчитывается по следующей формуле:

$$V_{\Gamma} = \pi \cdot (D_H + \Delta R) \cdot \Delta R \cdot 50 \cdot 10^{-6} \quad (3.36)$$

где $D_H = 1220$ мм – наружный диаметр трубопровода;

					Расчётная часть	Лист
						42
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

$\Delta R = 21$ мм – кольцевой зазор между трубой и муфтой.

$$V_r = 3,14 \cdot (1220 + 21) \cdot 21 \cdot 50 \cdot 10^{-6} = 4,1 \text{ л}$$

Проведя успешно герметизацию, через специальные патрубки закачивается композитный состав, объем которого рассчитывается исходя из параметров муфты, то есть ее длины и диаметра. Объем закачиваемого состава рассчитывается по следующей формуле:

$$V_k = \pi \cdot (D_H + \Delta R) \cdot \Delta R \cdot (L_M - 50) \cdot 10^{-6} \quad (3.37)$$

где $L_M = 2000$ мм – длина муфты П1

$$V_k = 3,14 \cdot (1220 + 21) \cdot 21 \cdot (2000 - 50) \cdot 10^{-6} = 159,6 \text{ л}$$

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

4. Разработка мероприятий по проведению ремонта на ЛЧМН

Порядок проведения технологических операций при ремонте нефтепровода композитно-муфтовым способом определяется специальным технологическим документом [10]. Так как нефтепроводы часто расположены в отдаленных местах, для проведения ремонта необходим большой набор специализированного оборудования. Множество этапов работы требует соответствующей техники.

Порядок проведения ремонтных работ, следующий:

1. Определение местоположения дефекта по данным диагностики;
2. Разработка котлована;
3. Демонтаж антикоррозионного покрытия в местах ремонта;
4. Выявление границ дефекта;
5. Дробеструйная обработка поверхности;
6. Сборка и сварка ремонтной муфты;
7. Затирка швов герметизирующим составом и заливка полости муфты композитом;
8. Установка защитного покрытия на ремонтируемом участке;
9. Засыпка котлована и восстановление защитного валика.

Таким образом, тщательное выполнение всех этапов по строгой последовательности, установленной документацией, в сочетании с необходимым оборудованием, позволит провести качественный композитно-муфтовой ремонт нефтепровода.

4.1 Определение местоположения дефекта

После внутритрубной инспекции и обнаружения дефектов на внешней поверхности нефтепровода необходимо определить их точное местоположение на местности для организации ремонта.

					<i>Организация ремонтно-восстановительных работ на магистральном нефтепроводе на примере объекта Томской области</i>			
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>				
<i>Разраб.</i>		<i>Варес А.Н.</i>			<i>Разработка мероприятий по проведению ремонта на ЛЧМН</i>	<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Руковод.</i>		<i>Брусник О.В.</i>					44	100
<i>Консульт.</i>						<i>ТПУ группа 2Б91</i>		
<i>Рук-ль ООП</i>		<i>Чухарева Н.В.</i>						

Дефектоскоп фиксирует расстояние дефекта от ближайших маркировочных точек - закладных вантузов, задвижек, стыков и маркеров. Эти данные заносятся в отчет о диагностике. Для точной локализации дефекта на местности используется трассоискатель - прибор, позволяющий найти подземные коммуникации.

Он обнаруживает трубопровод и измеряет расстояние от него до повреждения. Таким образом, исходя из данных дефектоскопа о расстоянии до ближайшей маркировочной точки и информации трассоискателя о месте размещения трубопровода определяется точка, где необходимо провести ремонт.

В качестве вышеуказанного прибора, выбираем проверенный отечественный Квазар Ridgid SR 20 (рисунок 4.1).



Рисунок 4.1 – Трассоискатель Квазар Ridgid SR 20

4.2 Земляные работы

Проведя локализацию дефекта, необходимо разработать ремонтный котлован, для уточнения параметров дефекта и их последующего ремонта.

Земляные работы, проводимые в рамках ремонта линейных участков магистральных нефтепроводов и технологических нефтепроводов нефтеперерабатывающих заводов, должны осуществляться в строгом соответствии с установленными нормативами и требованиями СП 45.13330.2012[4], РД-13.110.00-КТН-031-18 [15], ВСН 31-81[16].

					Разработка мероприятий по проведению ремонта на ЛЧМН	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		45

При этом необходимо соблюдать:

- Требования проектной и рабочей документации на проведение земляных работ.
- Правила безопасности труда при котлованных работах.
- Технические регламенты, касающиеся земляных работ и эксплуатации коммуникаций.
- Нормы охраны окружающей среды и рационального использования природных ресурсов.

Первым этапом при разработке ремонтного котлована является снятие плодородного слоя почвы. Зная ширину предполагаемого котлована по верху, происходит удаление дерна по полосе, которая шире на 1 м, чем котлован. Для выполнения данной операции необходимо использовать бульдозер ЗТМ Б12 6020-1Е (рисунок 4.2).



Рисунок 4.2 – Бульдозер ЗТМ Б12 6020-1Е

После снятия плодородного слоя почвы начинается разработка грунта экскаватором UMG E180С (рисунок 4.3). Для предотвращения повреждений нефтепровода расстояние до его боковой и верхней стенок ограничивается 0,5 метрами. Оставшийся грунт вблизи трубопровода удаляется вручную рабочими, исключая любые механические повреждения.

Такой подход позволяет:

					Разработка мероприятий по проведению ремонта на ЛЧМН	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		46

- Избежать повреждений нефтепровода при проведении котлованных работ.
- Уменьшить риск аварии на нефтепроводе.
- Выполнить разработку грунта без применения тяжелой техники в непосредственной близости от трубопровода.
- Предотвратить негативные последствия для окружающей среды, связанные с возможным разливом нефти.



Рисунок 4.3 – Экскаватор UMG E180C

Согласно [33], вся техника, задействованная для проведения земляных работ, обязана быть оборудованной видеорегистраторами, чтобы исключить возможность несоблюдения мер безопасности.

Вскрытие трубопровода производится по определенному порядку:

- Вскрытие трубопровода на глубину 2,22 м необходимо выполнять с особой осторожностью, чтобы не повредить трубопровод. Данная операция необходима для проведения ДДК.

- Разработку грунта непосредственно под трубопроводом на глубину 0,78 м необходимо выполнять вручную с применением малогабаритных инструментов (лопаты, кирки и т.п.), чтобы исключить возможность повреждения трубопровода;

- Контроль заложения откосов и размеров котлована является важным условием безопасности проводимых работ. В нашем случае необходимо соблюдение таких условий как: откосы находятся под углом 45 ° [9],

					Разработка мероприятий по проведению ремонта на ЛЧМН	Лист
						47
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

расстояние от края основания до бровки котлована равно 3 м, высота котлована равна 3 м, расстояние от торцов применяемой муфты до стенок котлована равно 1,78 м, по дну длина траншеи составляет 4 м, а ширина равна 3,62 м. Подробно, технологические параметры траншеи представлены на рисунке 4.4.

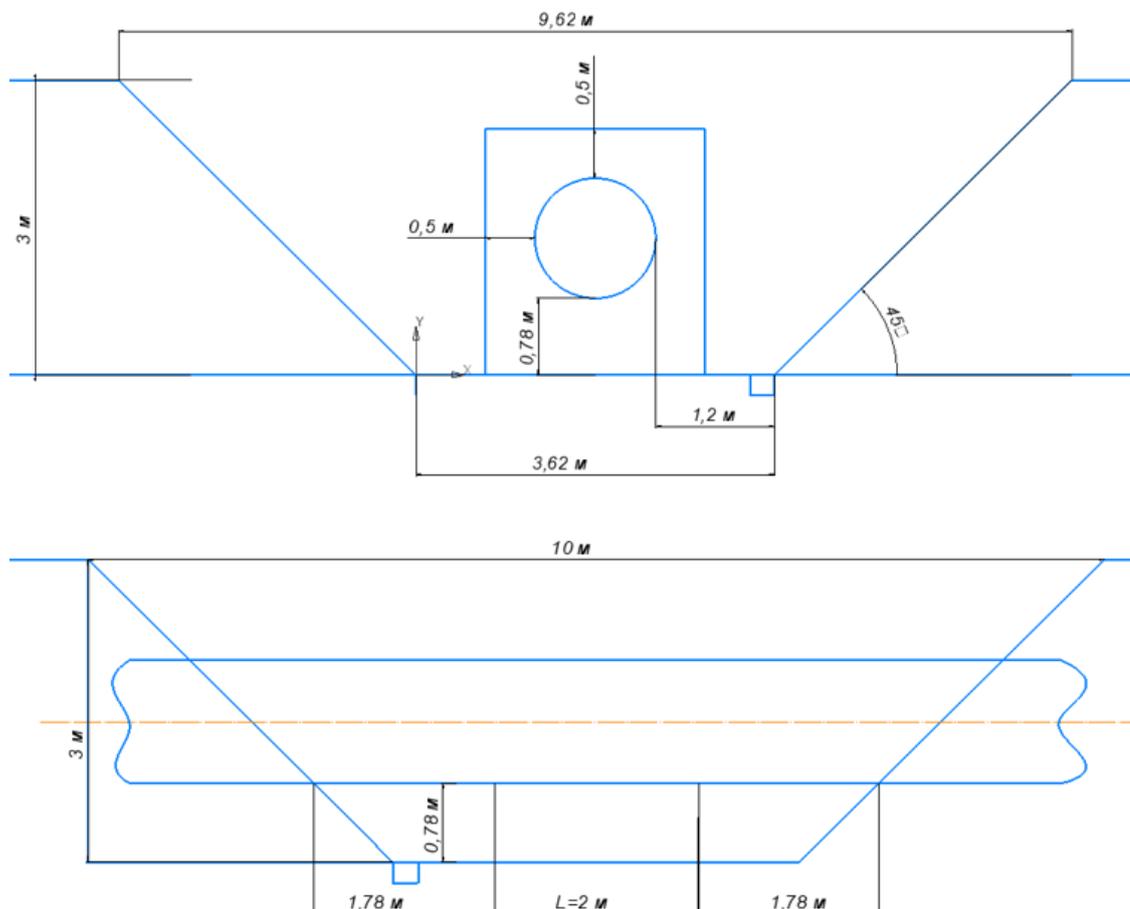


Рисунок 4.4 – Технологическая схема ремонтного котлована
– Оформление акта на проделанные работы.

При составлении технологической схемы котлована руководствовались 6 разделом [9].

Необходимо отметить, что разработанный грунт должен вывозиться специальным транспортом в отведенное для складирования место. Запрещается складировать грунт в пределах ограждения котлована, так как это может привести к обрушению грунта и травмированию рабочих.

					Разработка мероприятий по проведению ремонта на ЛЧМН	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		48

4.3 Снятие изоляции

Снятие изоляции с трубопровода необходимо производить с особой осторожностью во избежание повреждения стенок трубы. Рабочие должны быть проинструктированы о способах и последовательности выполнения работ по демонтажу изоляции.

При снятии изоляции ручным способом (при помощи металлических щеток, скребков и напильников) (рисунок 4.5) рабочие должны работать в защитных перчатках во избежание травмирования рук. Снятая изоляция должна собираться в мешки или ящики и удаляться из рабочей зоны.

Механизированный способ снятия изоляции (дробеструйная обработка) допускается при наличии у рабочих средств индивидуальной защиты (очки, респираторы, защитные костюмы).

Длина очищенного участка трубы по 300-400 мм (по 150-200 мм с каждой стороны) муфты необходима для обеспечения герметизации соединения и монтажа муфты.

Все работы по снятию изоляции должны фиксироваться в журнале производства работ.



Рисунок 4.5 – Инструменты необходимые для снятия изоляции

4.4 Проведение ДДК

Диагностика дефекта после внутритрубной инспекции проводится в соответствии с установленными стандартами при наличии сертификата на

					Разработка мероприятий по проведению ремонта на ЛЧМН	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		49

дефект. Подготовка поверхности включает два этапа: локализацию зоны дефекта и непосредственную подготовку. Для локализации используют ориентиры (маркеры, задвижки и т.д.) и данные сертификата [17].

На первом этапе диагностики - визуальный и измерительный осмотр зоны, позволяющие выявить любые повреждения, включая не обнаруженные ранее. Затем применяют другие методы НКМ для обнаружения скрытых дефектов и измерения их параметров. Границы дефекта маркируют.

Таким образом, путем точной локализации и всесторонней диагностики зоны повреждения трубопровода готовят поверхность к ремонту с наименьшими погрешностями.

4.5 Дробеструйная обработка

Для обеспечения чистоты внешней стенки нефтепровода и внутренней поверхности муфты необходимо применить дробеструйную обработку, которая позволяет удалить загрязнения при помощи струи абразивного материала, подающейся под давлением. Важно поддерживать обработанные поверхности в чистом и сухом состоянии. Данный вид обработки можно использовать только в том случае, когда внутреннее давление в секции не более 2,5 МПа [10].

Участок, подлежащий обработке, размечается на 100 мм длиннее размеров устанавливаемой муфты с обеих сторон. Сам дефект необходимо оставить необработанным.

Данный вид обработки производится измельченным шлаком при помощи абразивной установки DSG 250 (рисунок 4.6).



Рисунок 4.6 - Абразивоструйная напорная установка DSG 250

					Разработка мероприятий по проведению ремонта на ЛЧМН	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		50

Для эффективной дробеструйной обработки поверхности трубопровода перед работой необходимо убедиться, что абразивный материал (шлак) сухой и не содержит примесей.

Дробеструйная установка работает от сжатого воздуха давлением около 0,7 МПа. Угол между струей и обрабатываемой поверхностью должен составлять 45° для равномерной обработки.

Важно строго следовать правилам охраны труда, включая использование средств индивидуальной защиты. Работу необходимо постоянно контролировать ответственному лицу.

Качество обработки контролируется визуально: поверхность должна остаться ровной и чистой.

Таким образом, соблюдение основных технических параметров и требований безопасности позволяет качественно подготовить поверхность трубы перед ремонтом полумуфтами.

4.6 Сбор и сварка ремонтной конструкции

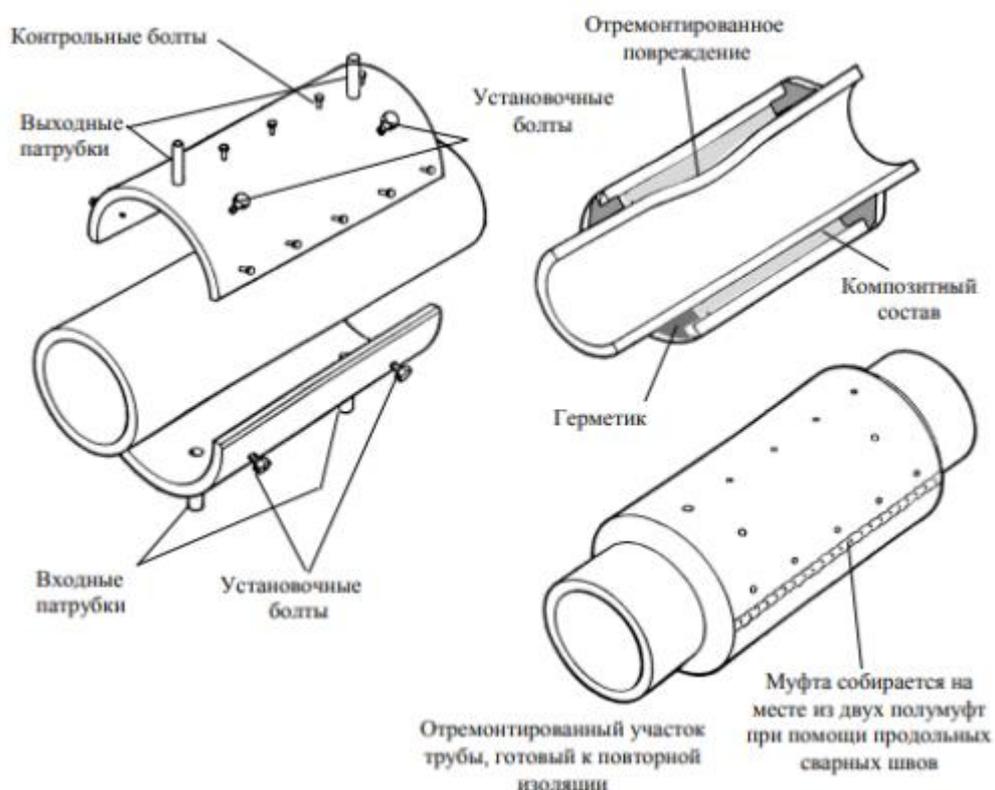


Рисунок 4.7 – Схематичное изображение ремонтной конструкции П1

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата

Ремонтная муфта устанавливается на подготовленную поверхность трубопровода. С помощью регулировочных болтов подбирается необходимый зазор между трубой и муфтой (рисунок 4.7).

Сварка двух полумуфт осуществляется в соответствии с установленными требованиями [11], включающими:

- Правильный выбор сварочного оборудования и расходных материалов.
- Соблюдение установленных режимов сварки.
- Подготовку кромок сварных деталей.
- Контроль качества сварных швов.

При подготовке и сварке ремонтной муфты важно строго соблюдать установленные стандарты и технологические карты, чтобы обеспечить прочность и герметичность конструкции.

Для этого применяют аппарат для сварки Lincoln Electric Invertec V350-PRO (рисунок 4.8). Для питания данного инструмента и других электроприборов необходимо использовать дизельный генератор Азимут АД-12С-Т400-1РМ11 (рисунок 4.9).



Рисунок 4.8 – Аппарат для сварки Lincoln Electric Invertec V350-PRO



Рисунок 4.9 – Дизельный генератор Азимут АД-12С-Т400-1РМ11

После установки ремонтной муфты на трубопровод к ней подсоединяется проводник катодной защиты.

По окончании всех сварочных работ сварные швы подвергаются комплексному контролю качества:

- Визуально-измерительному для обнаружения внешних повреждений;
- Ультразвуковому для обнаружения внутренних дефектов;
- Капиллярному для выявления непропусков.

После устранения всех дефектов, выявленных при контроле сварных швов, приступают к заделке торцов герметиком и заливке полости муфты композитным составом.

4.7 Герметизация и заполнение композитным составом кольцевого зазора между муфтой и трубой

Двухслойная герметизация зазора и формирование наклонного скоса позволяют обеспечить герметичность соединения муфты и трубы нефтепровода.

В процессе герметизации муфты необходимо наносить герметик «ПГМ» ровным слоем шпателями, обеспечивая сплошную заполненность зазора. Формировать скос с уклоном не менее 30 градусов [10].

Расположить установочные болты на одном уровне с внутренней поверхностью муфты. Приготовить композитный состав «ЭКМ»,

предварительно смешав его с отвердителем, это необходимо для заполнения полости между трубой и муфтой. Для обеспечения контроля заполнения нужно смонтировать прозрачные армированные шланги, кроме того, через них осуществляется выталкивание воздуха. Сам процесс закачки происходит через нижний патрубок до полного заполнения резервного патрубка, перекрывающимся зажимом, с последующим выходом состава через верхние патрубки на 30-40 см. Выдерживать ремонтную конструкцию 24 часа для отверждения композита, при температуре от +4 до +40 градусов. Обработать заподлицо все выступающие части муфты.

4.8 Восстановление изоляции

Восстановление изоляции ремонтных конструкций необходимо для защиты от коррозии и включает следующие этапы:

1. Подготовка поверхности:

- очистка от грязи и инородных веществ;
- нагрев изолируемого участка;
- удаление ржавчины и остатков старого покрытия.

2. Нанесение адгезионного грунтовочного покрытия ГПБ 1 для плотного соединения с основанием.

3. Нанесение защитного покрытия Билар-3, аналогичного основному покрытию трубопровода.

4. Контроль качества нанесенного покрытия.

Все работы регламентируются документом [10].

Основная цель - защитить ремонтную конструкцию и сделать ее аналогичной основному трубопроводу по своим характеристикам и сроку службы. Правильное восстановление изоляции позволит обеспечить долговечность ремонта.

4.9 Засыпка ремонтного котлована

Рекомендации по засыпке котлована после ремонта трубопровода:

					<i>Разработка мероприятий по проведению ремонта на ЛЧМН</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		54

1) Засыпку производят после завершения всех работ и ввода трубопровода в эксплуатацию;

2) Перед засыпкой проверяют состояние изоляционного и защитного покрытий трубопровода;

3) Засыпка по требованиям [9] должна обеспечить:

– образование валика высотой до 20 см вокруг трубопровода для защиты;

– перекрытие котлована землей на 0,5 м за пределы котлована с каждой стороны;

4) Засыпку производят бульдозером или экскаватором;

5) Грунт засыпки должен соответствовать изъятому из котлована для обеспечения рекультивации.

Основная цель - обеспечить защиту трубопровода после ремонта путем формирования защитного валика и засыпки котлована. Это позволит возобновить эксплуатацию трубопровода.

					Разработка мероприятий по проведению ремонта на ЛЧМН	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		55

5 Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение

В технологии ремонта магистральных нефтепроводов широко используются ремонтные конструкции (муфты, патрубки, муфтовые тройники, герметизирующие чопы), которые не требуют вырезки дефектных участков трубопровода и остановки транспортировки нефтепродукта. То есть, в зависимости от типа дефекта, его параметров и расположения выбирается соответствующая ремонтная конструкция и устанавливается на трубопровод с целью его ремонта.

Поэтому важно использовать такую технологию, которая будет отвечать всем требованиям безопасности и экономической эффективности при проведении монтажных работ.

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

5.1.1 Потенциальные потребители результатов исследования

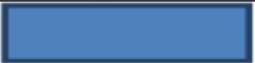
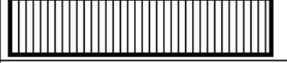
Для правильного выбора технологии проведения ремонта линейной части магистрального нефтепровода необходимо определиться с наиболее приемлемым в данном конкретном случае способом и методом производства работ. К способам ремонта выявленного дефекта относятся установка ремонтной конструкции П2, вырезка катушки, установка ремонтной конструкции П1. В каждом способе проведения ремонтных работ выделяют несколько методов ремонта или технологий. В данном разделе мы будем рассматривать:

- Установка ремонтной конструкции П2;
- Вырезка катушки;

					Организация ремонтно-восстановительных работ на магистральном нефтепроводе на примере объекта Томской области			
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата				
Разраб.		Варес А.Н.			Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Лит.	Лист	Листов
Руковод.		Брусник О.В.					56	100
Консульт.		Рыжакина Т.Г.				ТПУ группа 2Б91		
Рук-ль ООП		Чухарева Н.В.						

– Установка ремонтной конструкции П1.

Для анализа потребителей результатов исследования необходимо рассмотреть целевой рынок и провести его сегментирование. Так как в данном случае потребители относятся к коммерческой категории, то критерием сегментирования является размер предприятия и метод проведения ремонта нефтепровода.

		Метод ремонта ЛЧМН		
		Установка ремонтной конструкции П2	Вырезка катушки	Установка ремонтной конструкции П1
Размер компании	Крупные			
	Средние			
	Мелкие			

		
Транснефть- Западная Сибирь	Транснефть- Восток	Транснефть- Сибирь

Рисунок 5.1 – Карта сегментирования рынка услуг по проведению ремонта линейной части магистрального нефтепровода

По результатам сегментирования определенно нельзя сказать, какой метод ремонта основной. Это объясняется тем, что метод ремонта зависит от ряда факторов, в том числе и от бюджета компании.

5.1.2 Анализ конкурентных технических решений

Детальный анализ конкурирующих разработок, существующих на рынке, необходимо проводить систематически, поскольку рынки пребывают в постоянном движении. Такой анализ позволит своевременно внести коррективы в исследование, чтобы успешнее противостоять конкурентам.

Анализ технических решений конкурентов с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения позволяет провести оценку

сравнительной эффективности разработки и определить направления её будущего развития.

Анализ конкурентных технических решений определяется по формуле:

$$K = \sum_{i=1}^n B_i \cdot B_i \quad (5.1)$$

где K – конкурентоспособность научной разработки;

B_i – вес показателя (в долях единиц);

B_i – балл i -го показателя.

Таблица 5.1 – Оценочная карта для сравнения конкурентных технических решений

Критерии оценки	Вес критерия	Баллы			Конкурентоспособность		
		B_{ϕ}	$B_{к1}$	$B_{к2}$	K_{ϕ}	$K_{к1}$	$K_{к2}$
1	2	3	4	5	6	7	8
Технические критерии оценки ресурсоэффективности							
1. Повышение производительности труда пользователя	0,12	7	5	4	0,84	0,6	0,48
2. Удобство в эксплуатации (соответствует требованиям потребителей)	0,06	5	3	4	0,3	0,18	0,24
3. Помехоустойчивость	0,02	5	3	4	0,1	0,06	0,08
4. Энергоэкономичность	0,07	7	2	3	0,49	0,14	0,21
5. Надежность	0,12	7	7	7	0,84	0,84	0,84
6. Уровень шума	0,01	4	4	4	0,04	0,04	0,04
7. Безопасность	0,14	7	5	4	0,98	0,7	0,56
8. Простота эксплуатации	0,04	3	5	4	0,12	0,2	0,16
9. Функциональная мощность (предоставляемые возможности)	0,05	5	5	3	0,25	0,25	0,15
Экономические критерии оценки эффективности							
1. Конкурентоспособность продукта	0,04	6	5	3	0,24	0,2	0,12
2. Уровень проникновения на рынок	0,01	8	5	4	0,08	0,05	0,04
3. Цена	0,06	4	5	5	0,24	0,3	0,3
4. Предполагаемый срок эксплуатации	0,06	5	5	4	0,3	0,3	0,24

Продолжение таблицы 5.1

5. Послепродажное обслуживание	0,05	5	5	5	0,25	0,25	0,25
6. Финансирование научной разработки	0,06	5	4	2	0,3	0,24	0,12
7. Срок выхода на рынок	0,02	6	5	4	0,12	0,1	0,08
8. Наличие сертификации разработки	0,07	6	6	6	0,42	0,42	0,42
Итого	1	95	77	67	5,91	4,87	4,33

Б_ф – Ремонт магистрального нефтепровода муфтой П1;

Б_{к1} – Ремонт магистрального нефтепровода муфтой П2;

Б_{к2} – Ремонт магистрального нефтепровода методом вырезки катушки;

Приведенная таблица наглядно демонстрирует уязвимые места разных методов ремонта магистрального нефтепровода. Наиболее конкурентноспособным методом проведения ремонтных работ линейной части является установка на дефектный участок муфты П1, это объясняется тем, что данный метод ремонта направлен на повышение безопасности и снижение экономических потерь из-за не прекращения перекачки нефти. Именно остановка перекачки нефти является причиной экономических потерь на одноконтурном магистральном нефтепроводе при проведении капитального ремонта.

Методика проведения ремонтных работ на магистральном нефтепроводе с использованием метода вырезки катушки, предоставляет возможность полной замены дефектной катушки, но это трудоемкий способ, который сопровождается остановкой перекачки нефти, поэтому это самый не конкурентноспособный метод.

Технология QuaD

Технология QuaD (QualityADvisor) представляет собой гибкий инструмент измерения характеристик, описывающих качество предложенного технического решения и его перспективность на рынке и позволяющие принимать решение целесообразности вложения денежных средств в научно-

исследовательский проект. Оценим метод врезки под давлением в магистральный газопровод холодной врезкой по технологии QuaD

Таблица 5.2 – Оценочная карта для сравнения конкурентных технических решений

Критерии оценки	Вес критерия	Баллы	Максимальный балл	Относительное значение (3/4)	Средневзвешенное значение (5x2)
1	2	3	4	5	6
Показатели оценки качества разработки					
1. Энергоэффективность	0,06	100	100	1,0	0,06
2. Помехоустойчивость	0,05	100	100	1,0	0,05
3. Надежность	0,15	100	100	1,0	0,15
4. Унифицированность	0,02	70	100	0,7	0,014
5. Уровень материалоемкости разработки	0,03	60	100	0,6	0,0018
6. Уровень шума	0,01	70	100	0,7	0,007
7. Безопасность	0,13	100	100	1,0	0,13
8. Функциональная мощность (предоставляемые возможности)	0,03	100	100	1,0	0,03
9. Простота эксплуатации	0,07	70	100	0,7	0,049
10. Ремонтопригодность	0,01	50	100	0,5	0,005
Показатели оценки коммерческого потенциала разработки					
11. Конкурентоспособность продукта	0,09	100	100	1,0	0,09
12. Уровень проникновения на рынок	0,06	100	100	1,0	0,06
13. Перспективность рынка	0,05	90	100	0,9	0,045
14. Цена	0,05	80	100	0,8	0,04
15. Послепродажное обслуживание	0,06	80	100	0,8	0,048
16. Финансовая эффективность научной разработки	0,04	100	100	1,0	0,04
17. Срок выхода на рынок	0,04	90	100	0,9	0,036
18. Наличие сертификации разработки	0,05	100	100	1,0	0,05
Итого	1	1460	1800		0,9058

Оценка качества и перспективности по технологии QuaD определяется по формуле:

$$P_{cp} = \sum B_i \cdot B_i \quad (5.2)$$

					<i>Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		60

где P_{cp} – средневзвешенное значение показателя качества и перспективности научной разработки;

B_i – вес показателя (в долях единицы);

B_i – средневзвешенное значение i -го показателя.

$$P_{cp} = 0,9058$$

Полученный результат является перспективным – 90,58 %, что говорит о больших возможностях в реализации рассматриваемого проекта (результат от 80 до 100 процентов по технологии QuaD говорит о перспективности проекта, а значит его целесообразности для реализации).

5.1.3 SWOT – анализ

SWOT – Strengths (сильные стороны), Weaknesses (слабые стороны), Opportunities (возможности) и Threats (угрозы) – представляет собой комплексный анализ научно-исследовательского проекта. SWOT-анализ применяют для исследования внешней и внутренней среды проекта. На первом этапе необходимо определить сильные и слабые стороны технологии, выявить возможности и угрозы для её реализации

В таблице 5.3 описаны сильные и слабые стороны проекта, а также возможности и угрозы для реализации проекта, которые проявились или могут проявиться в его внешней среде.

Таблица 5.3 – Матрица SWOT

	<p>Сильные стороны научно-технологического решения: С1. Повышение надежности поставок нефти; С2. Экономическая эффективность; С3. Универсальность по отношению к характеристикам трубопровода; С4. Долгосрочное использование оборудования; С5. Устойчивость к механическим повреждениям С6. Повышенная безопасность при монтаже</p>	<p>Слабые стороны технологического решения: Сл1. Дорогостоящее оборудование; Сл2. Сложность монтажа; Сл3. Необходимость опытных и высококлассных специалистов.;</p>
--	---	---

Продолжение таблицы 5.3

<p>Возможности: В1. Увеличение поставок нефти в азиатские страны; В2. Увеличение срока службы трубопровода; В3. Уменьшение экологического ущерба;</p>		
<p>Угрозы: У1. Изменение плана поставок в связи с геополитической угрозой; У2. Появление новой более эффективной технологии</p>		

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 таблице 6.4.

Таблица 5.4 – Интерактивная матрица проекта

Сильные стороны проекта							
Возможности проекта		C1	C2	C3	C4	C5	C6
	B1	+	+	-	+	+	-
	B2	+	+	-	+	+	+
	B3	+	-	-	+	+	+
Угрозы проекта	У1	+	+	-	0	-	-
	У2	+	+	+	-	+	+
Слабые стороны проекта							
Возможности проекта		Сл1	Сл2	Сл3			
	B1	-	+	+			
	B2	+	-	+			
	B3	-	+	+			
Угрозы проекта	У1	+	-	-			
	У2	+	+	+			

В таблице 5.5 представлена итоговая матрица SWOT-анализа

Таблица 5.5 – Итоговый SWOT анализ

	<p>Сильные стороны научно-технологического решения: С1. Повышения надежности поставок нефти; С2. Экономическая эффективность; С3. Универсальность по отношению к характеристикам трубопровода; С4. Долгосрочное использование оборудования; С5. Устойчивость к механическим повреждениям С6. Повышенная безопасность при монтаже</p>	<p>Слабые стороны технологического решения: Сл1. Дорогостоящее оборудование; Сл2. Сложность монтажа; Сл3. Необходимость опытных и высококлассных специалистов.</p>
<p>Возможности: В1. Увеличение поставок нефти в азиатские страны; В2. Увеличение срока службы трубопровода; В3. Уменьшение экологического ущерба;</p>	<p>– Чем выше надежность поставок нефти, тем больше поставок нефти в другие страны; – На время капитального ремонта нет нужды останавливать перекачку нефти, что повышает экономическую эффективность; – Повышение надежности участка магистрального нефтепровода.</p>	<p>– Принятие на работу квалифицированного персонала; – Повышение квалификации кадров.</p>
<p>Угрозы: У1. Изменение плана поставок в связи с геополитической угрозой; У2. Появление новой более эффективной технологии.</p>	<p>– Мониторинг новых технологий ремонта; – Качество отечественных комплектующих может быть на порядок ниже.</p>	<p>– В дальнейшем использование импортных комплектующих может потребовать большее финансирование проекта.</p>

5.2 Планирование научно–исследовательских работ

5.2.1 Структура работ в рамках научного исследования

В данном разделе необходимо составить перечень этапов и работ в рамках проведения научного исследования, провести распределение исполнителей по видам работ

Таблица 5.6 – Перечень этапов, работ и распределение исполнителей

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

5.2.2 Определение трудоемкости выполняемых работ

Для определения, ожидаемого (среднего) значения трудоемкости $t_{ожі}$ используется формула:

$$t_{ожі} = \frac{3 \cdot t_{min_i} + 2 \cdot t_{max_i}}{5} \quad (5.3)$$

где $t_{ожі}$ – ожидаемая трудоемкость выполнения i -ой работы, человеко-дни;

t_{min_i} – минимальная возможная трудоемкость выполнения заданной i -ой работы (оптимистическая оценка: в предложении наиболее благоприятного стечения обстоятельств), человеко-дни;

t_{max_i} – максимально возможная трудоемкость выполнения заданной i -ой работы (пессимистическая оценка: в предложении наиболее неблагоприятного стечения обстоятельств), человеко-дни.

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

$$T_{pi} = \frac{t_{ожi}}{Ч_i} \quad (5.4)$$

где T_{pi} – продолжительность i -ой работы, раб. дн.;

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

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

5.2.3 Разработка графика проведения научного исследования

Для расчета длительности работ в календарных днях, используется формула:

$$T_{ki} = T_{pi} \cdot k_{кал} \quad (5.5)$$

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

T_{pi} – продолжительность i -ой работы, раб. дней;

$k_{кал}$ – коэффициент календарности.

Коэффициент календарности определяется по формуле:

$$k_{кал} = \frac{T_{кал}}{T_{кал} - T_{вых} - T_{пр}} \quad (5.6)$$

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

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

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

В 2023 году – $T_{кал} = 365$ дней, $T_{вых} = 104$ дней, $T_{пр} = 14$ дней.

Подставим численные значения в формулу:

$$k_{кал} = \frac{365}{365 - 104 - 14} = 1,48$$

Рассчитанные значения в календарных днях по каждой работе, округляют до целого числа и заносят в таблицу.

					Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		65

Таблица 5.7 – Временные показатели проведения научной разработки

Название работы	Трудоемкость работ			Исполнители	Длительность работ в рабочих днях, T_{pi}	Длительность работ в календарных днях, T_{ki}
	t_{min} , человек а дни	t_{max} , человек а дни	$t_{ож}$, человек а дни			
Календарное планирование работ по теме	4	8	5,6	Руководитель, бакалавр	3	4
Постановка цели и задач исследования	4	8	5,6	Руководитель, бакалавр	3	4
Литературный обзор	13	19	15,4	Бакалавр	15	23
Составление и утверждение технического задания	8	13	10	Руководитель	10	15
Проведение теоретического анализа существующих технических решений	10	15	12	Бакалавр	12	18
Исполнение теоретических расчетов и выводы по ним	18	24	20,4	Бакалавр	20	30
Оценка результатов исследования	6	9	7,2	Руководитель, Бакалавр	4	5
Составление пояснительной записки	10	15	12	Руководитель, Бакалавр	6	9

На основе таблицы 5.7 строим план график, представленный на рисунке 5.2.

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

■ - Руководитель ■ - Бакалавр

Рисунок 5.2 – Календарный план график проведения НИР по теме

5.3 Бюджет научно–технической разработки

5.3.1 Расчет материальных затрат НТИ

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

Расчет материальных затрат осуществляется по формуле:

$$Z_M = (1 + k_M) \cdot \sum_{i=1}^m C_i \cdot N_{\text{расх } i} \quad (5,7)$$

где k_M – коэффициент, учитывающий транспортно-заготовительные расходы;

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

C_i – цена приобретения i -го вида, планируемых к использованию при выполнении научного исследования, руб.;

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

Таблица 5.8 – Материальные затраты

Наименование	Единица измерения	Количество			Цена за ед., руб.			Затраты на материалы, З ^м , руб.		
		Исп. 1	Исп. 2	Исп. 3	Исп. 1	Исп. 2	Исп. 3	Исп. 1	Исп. 2	Исп. 3
Бумага для принтера (500 листов)	шт.	1	2	1	450	450	450	450	900	450
Электроэнергия	кВт/ч	350	500	650	5,8	5,8	5,8	2030	2900	3770
Microsoft Office	шт.	1	2	2	2000	2000	2000	2000	4000	4000
Интернет	Тариф/месяц	4	4	4	399	399	399	1596	1596	1596
Итого								6076	9396	10216

5.3.2 Расчет затрат на специальное оборудование для научных работ

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

Таблица 5.9 – Расчет затрат на оборудование

Наименование	Единица измерения	Количество			Цена за ед., руб.			Затраты на материалы, З ^м , руб.		
		Исп. 1	Исп. 2	Исп. 3	Исп. 1	Исп. 2	Исп. 3	Исп. 1	Исп. 2	Исп. 3
Ноутбук ASUS VivoBook 14X M1403QA-LY110	шт.	1	2	2	49999	49999	49999	49999	99998	99998

Продолжение таблицы 5.9

Принтер лазерный Pantum CP1100	шт.	1	2	1	41299	41299	41299	41299	82598	41299
Итого								91298	182596	141297

5.3.3 Основная заработная плата исполнителей работы

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

$$Z_{\text{осн}} = Z_{\text{дн}} \cdot T_p \quad (5.8)$$

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

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

T_p – продолжительность работ, выполняемых научно-техническим работником в рабочие дни.

Среднедневная заработная плата рассчитывается по формуле:

$$Z_{\text{дн}} = \frac{Z_m \cdot M}{F_d} \quad (5.9)$$

где Z_m – месячный должностной оклад работника, руб.;

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

F_d – действительный годовой фонд рабочего времени научно-технического персонала в рабочие дни.

Месячный должностной оклад работника определяется по формуле:

$$Z_m = Z_{\text{тс}} \cdot (k_p + k_{\text{пр}} + k_d) + Z_{\text{тс}} \quad (5.10)$$

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

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

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

k_p – районный коэффициент (для Томска $k_p = 0,3$, т. е. 30%).

Таблица 5.10 – Расчет основной заработной платы

Исполнитель	$Z_{тс}$, руб.	$k_{пр}$, %	$k_{д}$, %	$k_{р}$, %	$Z_{м}$, руб.	$Z_{дн}$, руб.	$T_{р}$, раб. дн.	$Z_{осн}$, руб.
Руководитель проекта	30000	30	20	30	54000	2712	37	100344
Студент	3500	30	20	30	6300	316	93	29388
Итого, $Z_{осн}$:								129732

5.3.4 Дополнительная заработная плата исполнителей работы

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

Расчет дополнительной заработной платы ведется по формуле:

$$Z_{доп} = k_{доп} \cdot Z_{осн} \quad (5.11)$$

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

Таблица 5.11 – Расчет дополнительной заработной платы

Исполнитель	$k_{доп}$	Основная заработная плата, руб.	Дополнительная заработная плата, руб.
Руководитель проекта	0,15	100344	15052
Студент	0,15	29388	4408
Итого:		129732	19460

5.3.5 Отчисления во внебюджетные фонды

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

Величина отчислений во внебюджетные фонды определяется по формуле:

$$З_{внеб} = k_{внеб} \cdot (З_{осн} + З_{доп}) \quad (5.12)$$

где $k_{внеб}$ - коэффициент отчислений на уплату во внебюджетные фонды, принимается равным $k_{внеб} = 30\%$.

Таблица 5.12 – Отчисления во внебюджетные фонды

Исполнитель	Основная заработная плата, руб.	Дополнительная заработная плата, руб.
Руководитель проекта	100344	15052
Студент	29388	4408
Коэффициент отчислений во внебюджетные фонды	30%	
Итого:	44758	

5.3.6 Накладные расходы

В статью накладных расходов входят прочие затраты, не попавшие в предыдущие статьи расходов: печать и ксерокопирование, почтовые расходы и т.д.

Накладные расходы определяются по формуле:

$$З_{накл} = (\text{сумма статей}) \cdot k_{нр} \quad (5.13)$$

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

$$З_{накл1} = (6076 + 91298 + 129732 + 19460 + 44758) \cdot 0,16 = 46612 \text{ руб}$$

$$З_{накл2} = (9396 + 182596 + 129732 + 19460 + 44758) \cdot 0,16 = 61751 \text{ руб}$$

$$З_{накл3} = (10216 + 141297 + 129732 + 19460 + 44758) \cdot 0,16 = 55274 \text{ руб}$$

5.3.7 Формирование бюджета затрат научно–исследовательской работы

Таблица 5.13 – Расчет бюджета затрат НТИ

Наименование статьи	Сумма, руб.			Примечание
	Исп. 1	Исп. 2	Исп. 3	
1. Материальные затраты НТИ	6076	9396	10216	Пункт 4.3.1
2. Затрат на специальное оборудование для научных (экспериментальных) работ	91298	182596	141297	Пункт 4.3.2

Продолжение таблицы 5.13

3. Затраты по основной заработной плате исполнителей темы	129732			Пункт 4.3.3
4. Затраты по дополнительной заработной плате исполнителей темы	19460			Пункт 4.3.4
5. Отчисления во внебюджетные фонды	44758			Пункт 4.3.5
6. Накладные расходы	46612	61751	55274	16% от суммы ст. 1-5
7. Бюджет затрат НТИ	337936	447693	400737	Сумма ст. 1-6

5.4 Определение ресурсной (ресурсосберегающей), финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности исследования

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

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

Для этого наибольший интегральный показатель реализации технической задачи принимается за базу расчета (как знаменатель), с которым соотносятся финансовые значения по всем вариантам исполнения. Интегральный финансовый показатель разработки определяется как:

$$I_{\text{финр}}^{\text{исп}i} = \frac{\Phi_{pi}}{\Phi_{\text{max}}} \quad (5.14)$$

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).

Для 1-го варианта исполнения:

$$I_{\text{финр}}^{\text{исп1}} = \frac{337936}{447693} = 0,755$$

Для 2-го варианта исполнения:

$$I_{\text{финр}}^{\text{исп2}} = \frac{447693}{447693} = 1$$

Для 3-го варианта исполнения:

$$I_{\text{финр}}^{\text{исп3}} = \frac{400737}{447693} = 0,895$$

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

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

$$I_{pi} = \sum a_i \cdot b_i \quad (5.15)$$

где I_{pi} – интегральный показатель ресурсоэффективности;

a_i – весовой коэффициент разработки;

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

Таблица 5.14 – Сравнительная оценка характеристик вариантов исполнения проекта

Объект исследования	Весовой коэффициент параметра	Исп. 1	Исп. 2	Исп. 3
Критерии				
1. Способствует росту производительности	0,1	3	5	4
2. Удобство в эксплуатации (соответствует требованиям потребителей)	0,15	3	5	4

Продолжение таблицы 5.14

3. Помехоустойчивость	0,15	3	5	4
4. Энергосбережение	0,20	5	2	4
5. Надежность	0,25	3	5	5
6. Материалоемкость	0,15	3	5	4
Итого	1	3,4	4,4	4,25

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

$$I_{исп1} = \frac{I_{р-исп1}}{I_{финр}^{исп1}} \quad (5.16)$$

$$I_{исп1} = \frac{3,4}{0,755} = 4,5$$

$$I_{исп2} = \frac{I_{р-исп2}}{I_{финр}^{исп1}} \quad (5.17)$$

$$I_{исп2} = \frac{4,4}{1} = 4,4$$

$$I_{исп3} = \frac{I_{р-исп1}}{I_{финр}^{исп1}} \quad (5.18)$$

$$I_{исп3} = \frac{4,25}{0,895} = 4,75$$

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

$$\mathcal{E}_{срi} = \frac{I_{исп.1}}{I_{исп.2}} \quad (5.19)$$

Таблица 5.15 – Сравнительная эффективность разработки

№ п/п	Показатели	Исп. 1	Исп. 2	Исп. 3
1	Интегральный финансовый показатель разработки	0,755	1	0,895
2	Интегральный показатель ресурсоэффективности разработки	3,4	4,4	4,25
3	Интегральный показатель эффективности	4,5	4,4	4,75
4	Сравнительная эффективность вариантов исполнения	1,023	0,93	1,05

Исходя из полученных данных, наиболее эффективным оказалась разработка под исполнением №3.

5.5 Вывод по разделу

В ходе выполнения данной части выпускной работы была доказана конкурентоспособность данного технического решения, был произведен SWOT-анализ. Также был посчитан бюджет НИИ, основная часть которого приходится на материальные затраты, связанные с приобретением оборудования и материалов. Была посчитана ресурсная, финансовая, бюджетная, социальная и экономическая эффективность исследования. Был выбран лучший вариант разработки.

					<i>Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		75

6 Социальная ответственность

При производстве ремонтно-строительных работ на магистральном нефтепроводе «Александровское – Анжеро-Судженск» необходимо строго соблюдать правила техники безопасности. Выполняя капитальный ремонт магистральных трубопроводов, необходимо руководствоваться нормативными документами. В утвержденных программах обучения рабочих различных профессий и повышения квалификации инженерно-технических работников выделяются часы для изучения правил техники безопасности. Специализированные ремонтное и строительное управления разрабатывают производственную инструкцию по технике безопасности при ремонте магистрального трубопровода с учетом местных условий. Руководство управления знакомят рабочих и технический персонал с инструкцией по производству работ и правилами техники безопасности и выдают на руки всем работающим эти инструкции по профессиям.

Объектом исследования является действующий магистральный нефтепровод «Александровское – Анжеро-Судженск», проходящий в Томской и Кемеровской областях, находящийся под влиянием коррозионно-активной среды. Эксплуатацию трубопровода осуществляет компания АО «Транснефть-Западная Сибирь».

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

6.1 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности

Организация и выполнение данных работ осуществляется при соблюдении требований:

					Организация ремонтно-восстановительных работ на магистральном нефтепроводе на примере объекта Томской области			
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата				
Разраб.		Варес А.Н.			Социальная ответственность	Лит.	Лист	Листов
Руковод.		Брусник О.В.					76	100
Консульт.		Гуляев М.В.				ТПУ группа 2Б91		
Рук-ль ООП		Чухарева Н.В.						

1) Трудовой кодекс Российской Федерации от 30.12.2001 N 197-ФЗ (ред. от 27.12.2018); [19]

2) Федеральный Закон «О промышленной безопасности опасных производственных объектов» №116-ФЗ от 21.07.1997г. (с изменениями от 11 июня 2021 года.); [20]

3) Федеральные нормы и правила в области промышленной безопасности "Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности", утвержденные Федеральной службой по экологическому, технологическому и атомному надзору, приказ от 12.03.2013 № 101 (с изменениями от 19 января 2022 года); [21]

4) ОР-03.100.30-КТН-150-11 Порядок организации огневых, газоопасных и других работ повышенной опасности на взрывопожароопасных и пожароопасных объектах организаций системы "Транснефть" и оформления нарядов-допусков на их подготовку и проведение; [22]

5) РД 39-00147105-015-98 ПРАВИЛА КАПИТАЛЬНОГО РЕМОНТА МАГИСТРАЛЬНЫХ НЕФТЕПРОВОДОВ; [23]

6) РД-13.110.00-КТН-031-18 Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов ПРАВИЛА БЕЗОПАСНОСТИ ПРИ ЭКСПЛУАТАЦИИ ОБЪЕКТОВ ПАО «ТРАНСНЕФТЬ»; [15]

7) РД-25.160.00-КТН-037-14 Сварка при строительстве и ремонте магистральных нефтепроводов; [7]

8) РД-23.040.00-КТН-201-17 Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов ТЕХНОЛОГИЯ РЕМОНТА ТРУБОПРОВОДОВ С ПРИМЕНЕНИЕМ РЕМОНТНЫХ КОНСТРУКЦИЙ.[11]

К работам по эксплуатации объектов МТ допускаются лица, имеющие соответствующее профессиональное образование, не имеющие противопоказаний по возрасту, состоянию здоровья, прошедшие инструктажи, стажировку, обучение и проверку знаний (аттестацию)

					Социальная ответственность	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		77

требований безопасности, пожарной безопасности и охраны труда в соответствии со специальностью и должностными (производственными) обязанностями.

Ответственность за обеспечение безопасной эксплуатации ОПО МТ несут руководители этих объектов (в том числе главный инженер, начальник отдела эксплуатации нефтепроводов, главный механик, главный энергетик, начальник отдела автоматизированных систем управления технологическим процессом, начальник отдела транспортных средств и специальной техники и др.).

Все лица, находящиеся на территории объектов МТ, объектов строительства, должны носить защитные каски с подбородочным ремнем. Персонал ОСТ и подрядных организаций без защитных касок к выполнению работ не допускается.

Проведение огневых, газоопасных и других работ повышенной опасности на взрывопожароопасных и пожароопасных объектах ОСТ, разрешается только после оформления наряда-допуска на их подготовку и проведение.

Работы повышенной опасности, которые проводятся в порядке ТО объектов МТ могут выполняться без оформления наряда-допуска по распоряжению, если их проведение не требует предварительной подготовки оборудования и сооружений объекта, а также согласования с взаимодействующими службами, цехами и организациями.

6.2 Организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны

Рабочее место, его оборудование и оснащение, применяемые в соответствии с характером работы, должны обеспечивать безопасность, охрану здоровья и работоспособность персонала. В организации должно быть организовано проведение проверок, контроля и оценки состояния охраны и условий безопасности труда, включающих следующие уровни и формы проведения контроля:

					<i>Социальная ответственность</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		78

– постоянный контроль работниками исправности оборудования, приспособлений, инструмента, проверка наличия и целостности ограждений, защитного заземления и других средств защиты до начала работ и в процессе работы на рабочих местах согласно инструкциям по охране труда;

– периодический оперативный контроль, проводимый руководителями работ и подразделений предприятия согласно их должностным обязанностям;

– выборочный контроль состояния условий и охраны труда в подразделениях предприятия, проводимый службой охраны труда согласно утвержденным планам.

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

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

Необходимо проведение плановых и внеплановых инструктажей по технике безопасности и практических занятий для приобретения устойчивых навыков использования необходимых технических средств, СИЗ, приспособлений и соблюдения необходимых мер безопасности.

До начала работ повышенной опасности, ответственный за ее проведение обязан проинструктировать всех рабочих о технологической последовательности операций и необходимых мерах безопасности. После этого каждый работник, получивший инструктаж, должен расписаться в наряде- допуске. В период подготовки к проведению работ осуществляется проверка наличия и исправности средств индивидуальной защиты, инструментов, приспособлений и других средств обеспечения безопасности исполнителей.

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

Перед началом работ проводится проверка воздуха на загазованность. Пробы отбираются в плохо вентилируемых местах. Объемная доля газа в воздухе не должна превышать 20% от нижнего концентрационного предела распространения пламени. Места проведения работ следует ограждать.

6.3 Производственная безопасность

Вид работ, а также вредные и опасные производственные факторы, сопоставимые с этими работами, нормативные документы, регламентирующие процесс производства представлены в таблице 6.1.

Таблица 6.1 – Основные элементы производственного процесса, формирующие опасные и вредные факторы при работах по установке ремонтной конструкции П1 на магистральный нефтепровод.

Факторы (ГОСТ 12.0.003-2015)	Этапы работ	Нормативные документы
	Установка муфты П1	
1.Производственные факторы, связанные с аномальным микроклиматом	+	РД-13.110.00-КТН-031-18
2. Повышенный уровень шума	+	ГОСТ 12.1.005-88.
3.Повышенная загазованность воздуха рабочей среды	+	ГОСТ 12.1.003-2014 СанПиН 1.2.3685-21
4.Движущиеся машины и механизмы производственного оборудования (в том числе грузоподъемные)	+	ГОСТ 12.2.062-81 ГОСТ 12.3.033-84
5. Оборудование и трубопроводы, работающие под давлением	+	СП 75.13330.2011 ГОСТ 12.4.011-89
6.Пожаро- и взрывоопасность	+	ГОСТ 12.1.019-79
7. Обрушение стенок траншеи	+	ГОСТ 12.1.004-91
8. Производственные факторы, связанные с электрическим током	+	

В данном разделе рассмотрим вредные и опасные производственные факторы, изучим их воздействие на организм человека при установке ремонтной конструкции П1 на магистральный нефтепровод, а также предложим мероприятия по снижению влияния и устранению этих факторов.

1. Производственные факторы, связанные с аномальным микроклиматом

Работы на открытом воздухе в условиях низких температур должны проводиться при обязательном соблюдении требований охраны труда и санитарного законодательства. [24]

К работе на холоде допускаются лица, прошедшие медицинские осмотры в соответствии с действующим приказом Минздравсоцразвития России и не имеющие противопоказаний.

Обеспеченность работников средствами индивидуальной защиты от холода в соответствии с действующими Нормами выдачи специальной одежды, специальной обуви и других средств индивидуальной защиты (СИЗ), разработанными на основании Межотраслевых правил обеспечения работников специальной одеждой, специальной обувью и другими средствами индивидуальной защиты: спецодеждой, рукавицами, обувью, головными уборами, имеющими соответствующую теплоизоляцию. Выдаваемые специальная одежда, специальная обувь и другие СИЗ должны соответствовать характеру и условиям работы, обеспечивать безопасность труда, иметь сертификат соответствия или декларацию на соответствие требований Технического регламента Таможенного Союза

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

					Социальная ответственность	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		81

отдыха, а в отдельных случаях и дополнительной оплатой труда.

Разработка режима труда, предусматривающего технологические перерывы с возможностью обогрева в целях нормализации теплового состояния человека. В целях нормализации теплового состояния, температура воздуха в местах обогрева должна поддерживаться на уровне 21—25 °С. Помещение следует оборудовать устройствами для обогрева кистей и стоп, температура которых должна быть в диапазоне 35—40 °С. [15]

Во избежание переохлаждения работникам не следует во время перерывов в работе находиться на холоде (на открытой территории) в течение более 10 мин. при температуре воздуха до -10° С и не более 5 мин. при температуре воздуха ниже -10° С. При температуре воздуха ниже -30 °С не рекомендуется планировать выполнение физической работы категории выше Па. При температуре воздуха ниже -40 °С следует предусматривать защиту лица и верхних дыхательных путей.

В летнее время года работников на открытом воздухе обеспечивают СИЗ от гнуса и клеща.

2. Повышенный уровень шума

Повышенный шум на рабочем месте оказывает вредное влияние на организм работника в целом, вызывая неблагоприятные изменения в его органах и системах. Длительное воздействие такого шума способно привести к развитию у работника потери слуха, увеличению риска артериальной гипертензии, болезней сердечно-сосудистой, нервной системы и др. При этом специфическим клиническим проявлением вредного действия шума является стойкое нарушение слуха профессиональное заболевание. (тугоухость), рассматриваемое как профессиональное заболевание.

Различают три основных вида тугоухости в зависимости от того, в какой систем слухового тракта наблюдаются патологические изменения: (нейросенсорная или перцептивная тугоухость) или в обоих видов (смешанный вид тугоухости). Кондуктивная тугоухость обусловлена

					Социальная ответственность	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		82

изменением подвижности барабанной перепонки и цепи слуховых косточек. Нейросенсорная тугоухость развивается при повреждении чувствительных нервных клеток внутреннего уха, слухового нерва и центральных образований слуховой системы. От своевременного диагностирования тугоухости на начальной стадии ее развития зависит эффективность профилактических мероприятий, предупреждающих развитие профессионального заболевания [25].

Показатели, по наблюдениям которых можно было бы судить о степени безопасности текущего шумового воздействия на работника, в идеале должны удовлетворять следующим требованиям:

– быть тесно коррелированными с возможным появлением у работника в будущем (после выработки фиксированного стажа работы по данной профессии) профессионального заболевания или с получением им акустической

– быть легко определяемыми с достаточной точностью с помощью находящихся в обращении технических средств.

Вместе эти требования реализовать трудно, поэтому в практике гигиенического нормирования используют компромиссные решения. В качестве нормируемых показателей используют величины, характеризующие вероятность профессионального заболевания или акустической травмы в среднем для работников разных профессий. При этом следует понимать, что одно и то же шумовое воздействие способно оказать разное влияние на слуховой аппарат работника в зависимости от индивидуальных особенностей организма последнего. Нормирование шума на рабочем месте заключается в установлении для выбранного показателя такого предельного значения, чтобы в ситуациях, когда значения показателя профессионального заболевания был ниже предельного, риск приемлемым, но, учетом с индивидуальной восприимчивости шума, не нулевым

3. Повышенная загазованность воздуха

					Социальная ответственность	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		83

Образование в воздухе соединений, имеющих органическую и неорганическую природу, относится к химическим факторам производства. В эту категорию входят различные газы, пары, продукты горения, пыль и т. д. [26].

Образуемые в результате деятельности вещества по степени воздействия на организм человека и окружающую среду подразделяются на нейтральные и вредные химические соединения.

Вредными считаются соединения, способные при контакте с организмом работника вызывать нарушения здоровья или способствовать формированию профессиональных заболеваний. Химические факторы загрязнения воздуха способны воздействовать на организм через дыхательную систему, желудочно-кишечный тракт или кожные покровы, ткани и слизистые оболочки. Вредные вещества, проникшие в организм человека, могут вызывать острые или хронические отравления. Контроль воздушной среды должен проводиться в зоне дыхания при характерных производственных условиях посредством газоанализатора или рудничной лампы.

Далее будет представлен список веществ, а также их ПДК в воздухе рабочей зоны; согласно таблице 6.2, данные вещества относятся ко всем четырем классам опасности по степени воздействия на организм человека.

Таблица 6.2 - Предельно допустимые концентрации вредных веществ в рабочей зоне промышленного нефтепровода

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

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

Мероприятия по снижению загазованности и защиты организма человека [30]:

1) Исключение источников газообразования (соблюдение правил эксплуатации);

2) Применение средств индивидуальной защиты (противогазы, респираторы, спецодежда, изолирующие костюмы, рукавицы, перчатки, очки, маски);

3) Обязательное наличие газоанализатора при выполнении газоопасных работ.

4. Движущиеся машины и механизмы производственного оборудования (в том числе грузоподъемные)

До начала работы с применением машин руководитель работ должен определить схему движения и место установки машин, места и способы заземления машин, имеющих электропривод, указать способ взаимодействия и сигнализации машиниста (оператора) с рабочим-сигнальщиком, обслуживающим машину, определить (при необходимости место нахождения сигнальщика, а также обеспечить надлежащее освещение рабочей зоны.

Место работы машин должно быть определено так, чтобы было обеспечено пространство, достаточное для обзора рабочей зоны и маневрирования. В случае, когда машинист или моторист, управляющий

					<i>Социальная ответственность</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		85

машиной, не имеет достаточного обзора рабочего пространства или не видит рабочего (специально выделенного сигнальщика), подающего ему сигналы, между машинистом и сигнальщиком необходимо установить двустороннюю радиосвязь или телефонную. Использование промежуточных связей сигнальщиков для передачи сигналов машинисту не допускается.

Значение сигналов, подаваемых в процессе работы или передвижения машины, должно быть разъяснено всем лицам, связанным с ее работой. В зоне работы машины должны быть установлены знаки безопасности и предупреждающие плакаты. Оставлять без надзора машины с работающим (включенным) двигателем не допускается.

Перемещение, установка и работа машин вблизи выемок (котлованов, траншей, канав и т. п.) с неукрепленными откосами разрешается только за пределами призмы обрушения грунта на расстоянии, установленном ППР.

При эксплуатации Машин должны быть приняты меры, предупреждающие их опрокидывание или самопроизвольное перемещение под действием ветра или при наличии уклона местности [28].

Скорость движения автотранспорта, по строительной площадке и вблизи мест производства работ не должны превышать 10 км/ч на прямых участках и 5 км/ч на поворотах.

Движущиеся части производственного оборудования, являющиеся возможным источником травмоопасности, должны быть ограждены или расположены так, чтобы исключалась возможность прикасания к ним работающего или использованы другие средства (например, двуручное управление), предотвращающие травмирование [27]

5. Оборудование и трубопроводы, работающие под давлением

Поскольку рабочее давление нефтепровода составляет 4 МПа, то трубопровод считается крайне опасным технологическим сооружением, так как аварии и отказы сопровождаются значительным экологическим ущербом – разливом нефтепродуктов, отравлением местной флоры и фауны, даже

					Социальная ответственность	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		86

возможной гибелью людей. Крайне высокий уровень давления способствует разрыву труб в местах наличия дефектов, коррозионного износа, брака деталей и т.д. [23]

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

- 1) Мероприятия по предотвращению аварии на трубопроводе:
- 2) Визуальный и приборный контроль состояния трубопроводов
- 3) Проведение своевременной ревизии согласно графику
- 4) Проведение технических осмотров и текущих ремонтов по результатам диагностики
- 5) Обеспечение должного контроля при монтаже систем мониторинга коррозии

6. Пожаровзрывоопасность

Предотвращение пожаров и взрывов объединяется общим понятием – пожарная профилактика. Её можно обеспечивать различными способами и средствами: технологическим; строительными; организационно-техническими. Пожарной профилактике уделяется первостепенное внимание при решении вопросов защиты объектов от пожаров и взрывов [32]. При пожаре на людей воздействуют следующие опасные факторы:

- повышенная температура воздуха или отдельных предметов;
- открытый огонь и искры;
- пониженное содержание кислорода в воздухе;
- взрывы;
- токсичные продукты сгорания, дым и т.д.

Основными причинами пожаров на производстве являются нарушение технологического режима работы оборудования, неисправность электрооборудования, самовозгорание различных материалов и другое.

Для предотвращения пожаров и взрывов необходимо исключить возможность образования горючей и взрывоопасной среды и предотвратить появление в этой среде источников зажигания. По пожарной опасности технологический процесс относится к категории «А».

Ответственность за пожарную безопасность при капитальном ремонте нефтепровода возлагается на руководителя работ. Приказ доводится до сведения всех работников, задействованных на работах под роспись. Требования пожарной безопасности при проведении работ устанавливаются Правилами пожарной безопасности в Российской Федерации (ППБ 01-03).

Лица, принимающие участие в работах, должны ежегодно проходить обучение по пожарно-техническому минимуму со сдачей экзамена. Осмотр места проведения осуществляют: инженеры пожарной охраны, ГО и ЧС; командиры отделений ведомственной пожарной охраны (ВПО); лица ответственные за пожарную безопасность.

При нарушении правил пожарной безопасности, работы должны быть немедленно прекращены.

Места проведения работ следует обеспечивать в необходимом количестве первичными средствами пожаротушения (огнетушители, лопаты, ёмкости с водой).

При проведении работ на участках магистральных нефтепроводов в двух и более местах привлекать пожарные машины (пожарный автомобиль или мотопомпу). В опасной зоне места проведения работ запрещается курить, разводить костры, применять открытый огонь [32].

Спецоборудование и транспортные средства, имеющее ДВС должны быть оснащены искрогасителями, а их электрооборудование и источники электроснабжения иметь исправную электросистему. Сварщики и их

помощники могут пользоваться теплоотражательными костюмами (ТОК-200). Все принимающие непосредственное участие в работах должны быть в сертифицированной спецодежде из термостойких материалов [32].

Хранение и транспортирование баллонов с газами должно осуществляться только с навинченными на их горловины предохранительными колпаками. При транспортировании баллонов нельзя допускать толчков и ударов. К месту сварочных работ баллоны должны доставляться на специальных тележках, носилках, санках. Баллоны с газом при их хранении, транспортировании и эксплуатации должны быть защищены от действия солнечных лучей и других источников тепла. По окончании работ необходимо используемые огнетушители перезарядить, пожарным автомобилям и мотопомпам провести техническое обслуживание, противопожарному инвентарю провести профилактическое обслуживание (заточка, подкраска и т.д.).

Каждый случай пожара, происшедшего в результате нарушения правил пожарной безопасности при проведении работ, должен быть тщательно расследован специально созданной комиссией с составлением акта. По результатам расследования должны быть разработаны дополнительные мероприятия, направленные на предотвращение подобных случаев.

7. Обрушение стенок траншеи

Обрушение стенок траншеи при проведении земляных работ по вскрытию участка газопровода напрямую связано с величиной угла откоса траншеи, зависящей от типа грунта и коэффициента влажности. Поэтому опасностью для рабочего персонала является возможность получения травм от обрушения грунта. Эти работы относятся к разряду работ повышенной опасности. Данной инструкцией, предусматривается ряд правил, для безопасного проведения земляных работ, а значит защиты персонала от травматизма [29].

При отсутствии возможности работы грузоподъемных механизмов из-за

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

обрушения стенок траншеи, вследствие подтопления ее грунтовыми водами, необходимо дополнительное изменение углов наклона стенок котлована, а также укрепление их деревянными (по возможности металлическими) сваями. Данные работы производит рабочий персонал, в соответствии с утвержденным проектом, при этом высота выступающих концов крепления должна быть не менее 15 см. Перед началом проведения работ в траншеи (котловане), глубиной более 1,3 м, проверяется надежность откосов и креплений стен, а также их устойчивость. Количество лестниц в траншее (котловане) составляет 2 шт на 5 человек, а в рабочих же котлованах повышенной опасности устанавливается 4 лестницы. Все используемые лестницы должны иметь инвентарный номер, дату следующих испытаний, принадлежность к какой-то службе или участку (например, участок ЛЭС). Проверка надежности применяемых лестниц проводится: 1 раз в полугодие - для деревянных, 1 раз в год - для металлических.

8. Производственные факторы, связанные с электрическим током

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

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

Для защиты от поражения электрическим током необходимо использовать следующие СИЗ: диэлектрические перчатки и галоши (дежурные), резиновые коврики, изолирующие подставки.

Безопасность при работе обеспечивается применением различных технических и организационных мер:

- установка оградительных устройств;
- изоляция токопроводящих частей и её непрерывный контроль;

					<i>Социальная ответственность</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		90

– защитное заземление;

– использование знаков безопасности и предупреждающих плакатов.

В состав бригады входит электрик. К работе с электрооборудованием допускаются лица, прошедшие специальное обучение и имеющие соответствующую группу допуска по электробезопасности. Весь состав проходит инструктаж по электробезопасности.

Все металлические корпуса сварочных аппаратов должны быть надёжно заземлены. Электрическая проводка должна иметь неповреждённую изоляцию. Розетки и вилки должны быть исправными. Около розеток должна быть надпись о величине напряжения.

Допускаются к сварочным работам на газопроводе и газоопасном оборудовании сварщики, прошедшие курсовое обучение, проверку знаний (аттестацию) в соответствии с «Правилами аттестации сварщиков» и получившие удостоверение на право производства сварочных работ для способа и положения сварки, а также типа свариваемого металла, аналогичных предстоящим условиям сварки. Сварщики и их помощники обязаны работать с применением соответствующих СИЗ, в том числе надевать спецодежду и спецобувь, а также пользоваться защитными щитком и маской.

При потолочной сварке сварщик должен дополнительно надевать асбестовые или брезентовые нарукавники. При сварке цветных металлов и сплавов, содержащих цинк, медь или свинец, сварщик должен пользоваться и соответствующим противоголозом.

Газорезчики должны работать в очках со специальными светофильтрами [30].

При зачистке сварных швов от шлака и грата работники должны быть в предохранительных очках. Для подвода тока к электродержателю должны применять гибкие изолированные провода, защищённые от повреждений. Запрещается применять провода с нарушенной изоляцией. Сварочный аппарат и вспомогательные устройства должны располагать не ближе 20 метров от

					Социальная ответственность	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		91

места огневой работы. После окончания работы или перерыва в ней электросварочный аппарат должен быть выключен [31].

6.4 Экологическая безопасность

При выполнении всех строительно-монтажных работ необходимо строго соблюдать требования защиты окружающей природной среды, сохранения её устойчивого экологического равновесия и не нарушать условия землепользования, установленные законодательством об охране природы.

6.4.1 Анализ влияния на окружающую среду

1) Воздействие на атмосферу

Загрязняющие атмосферный воздух вещества могут образовываться при проведении ниже перечисленных работ на нефтепроводе: – при монтаже или ремонте магистрального нефтепровода, связанного с электродуговой сваркой, очисткой металлической поверхности нефтепровода под нанесение защитного антикоррозионного покрытия; – при обезжиривании металлической поверхности конструкций резервуара протиркой уайт-спиритом; – при окраске поверхности эмалевыми красками; – при работе двигателей транспортной, строительно-монтажной техники; Наибольшее воздействие на атмосферу представляют различные машины, используемые при ремонте магистрального нефтепровода. При работе различных частей машин и механизмов выделяются оксиды углерода, оксиды азота, диоксиды серы, керосин, углерод.

2) Воздействие на гидросферу

При проведении ремонта по естественным водостокам в водные объекты могут попасть загрязняющие вещества с работающей техники. Необходимо исключить слив отработанного масла, разлив горюче-смазочных материалов, мойку механизмов и автотранспорта в неустановленных для этого местах и т.п. Нефть и нефтепродукты оказывают влияние на природные воды. Несмотря на низкую растворимость в воде, небольшого количества нефти достаточно, чтобы резко ухудшилось качество воды. В воде нефтепродукты могут

					<i>Социальная ответственность</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		92

подвергаться одному из следующих процессов: ассимиляции водными организмами, повторной седиментации, эмульгированию, образованию нефтяных агрегатов, окислению, растворению и испарению.

3) Воздействие на литосферу

При выполнении ремонтных работ возможно попадание на почву загрязняющих веществ с работающей техники и оборудования. На всех этапах ремонта магистрального нефтепровода необходимо выполнять мероприятия, которые предотвращают следующие процессы:

- появление неблагоприятных эрозионных процессов;
- загрязнение территории различными отходами;
- загорание торфяников и естественной растительности.

6.4.2 Обоснование мероприятий по защите окружающей среды

1) Воздействие на атмосферу

Для снижения уровня загрязнения необходимо: использование экологически безопасных источников энергии; использование безотходной технологии производства; борьба с выхлопными газами автомобилей; осуществление отвода паров нефтепродуктов в специальные емкости.

2) Воздействие на литосферу

На период проведения работ по ремонту магистрального нефтепровода, проезд к дефектным участкам предусматривается по временным подъездным дорогам с устройством переездов в местах пересечения действующих подземных нефтепроводов. Подъездные пути и временные автомобильные дороги необходимо устраивать с учетом требований для предотвращения повреждений древесно-кустарниковой растительности и сельскохозяйственных угодий. Все ремонтные работы должны проводиться исключительно в пределах отведенной полосы для уменьшения ущерба, наносимого окружающей природной среде. По окончании всех работ необходимо полностью вывезти производственные отходы (металлолом, изоляционные материалы и т. д.) и восстановить нарушенный рельеф

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

местности. Природовосстановительные мероприятия считаются завершенными, если отсутствуют места, загрязненные горюче-смазочными, бытовыми и строительными отходами. На всех участках восстановлен растительный слой. Рекультивации подлежат нарушенные земли, передаваемые во временное пользование на период производства работ по ремонту дефектных участков нефтепровода.

3) Воздействие на гидросферу

Для восстановления существовавшей до начала выполнения ремонтных работ системы местного водостока следует обеспечить расчистку ложбин временного стока, русел водотоков от грунта, попадавшего в них во время проведения земляных работ. Запрещается сталкивать грунт в русло реки при планировке береговых откосов. При оборудовании временного городка и оснащении участков работ следует предусматривать специальные зоны для заправки, технического обслуживания, ремонта машин и механизмов, а также оснащать их емкостями для сбора отработанных горюче-смазочных материалов и инвентарными контейнерами для строительных и бытовых отходов. Необходимо исключить попадание неочищенных стоков в водоемы.

6.5 Безопасность в чрезвычайных ситуациях

При проведении работ по ремонту магистрального нефтепровода могут произойти различные чрезвычайные ситуации:

- природные катастрофы;
- техногенные аварии – пожар, разлив нефтепродуктов;
- падение автокрана в котлован.

В связи с этим, инженерно-технический персонал и рабочие, занятые на ремонте нефтепроводов, проходят обучение по своей специальности и правилам техники безопасности и промышленной безопасности. Проверку знаний оформляют соответствующими документами согласно действующим отраслевым положениям о порядке проверки знаний норм, инструкций и правил, по охране труда. Вновь поступающие на работу допускаются к

					<i>Социальная ответственность</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		94

выполнению своих обязанностей после прохождения ими вводного и первичного инструктажа по технике безопасности и охране труда непосредственно на рабочем месте.

При производстве ремонтных работ на магистральных нефтепроводах нужно строго соблюдать правила техники безопасности, руководствуясь нормативными документами. Все производственные инструкции предусматривают разделы по технике безопасности, которые составлены в соответствии с требованиями действующих правил для каждого конкретного условия с учетом специфики проводимых работ. С данными инструкциями знакомят технический и рабочих персонал, с выдачей на руки инструкций по профессиям.

Для каждого из участков трассы необходима разработка планов ликвидации возможных аварий, определяющие порядок и обязанности действия персонала аварийных служб и ответственных должностных лиц. Эти планы позволяют более организованно и оперативно принять экстренные меры по восстановлению нефтепровода, защите окружающей среды, обеспечению безопасности близко расположенных объектов народного хозяйства и тем самым значительно уменьшить последствия и сократить ущерб возможных аварий.

6.6 Вывод по разделу

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

					<i>Социальная ответственность</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		95

Заключение

Эксплуатация магистральных нефтепроводов часто приводит к возникновению различных дефектов и повреждений: коррозии, внешним поломкам, трещинам, деформациям. Непрерывная транспортировка нефти требует своевременного устранения таких дефектов с помощью эффективных методов ремонта.

Одной из эффективных технологий является композитно-муфтовой ремонт. Этот способ имеет ряд преимуществ: полностью восстанавливает прочность участка трубы, использует прочные и долговечные композитные материалы, обеспечивает герметичность за счет заполнения муфты композитным составом и не требует сварки непосредственно на трубе.

Однако данный метод имеет ограничения по температурам окружающей среды и перекачиваемой нефти.

В целом, ремонт композитной муфтой позволяет продлить срок службы нефтепроводов с наименьшими затратами. Но при значительных нарушениях геометрии трубы или несоответствии требованиям применяется вырезка участка трубопровода.

Таким образом, использование эффективных методов восстановления, в том числе композитно-муфтового, является ключом к бесперебойной и безаварийной работе магистральных нефтепроводов. Правильный выбор метода ремонта обеспечивает продление срока службы трубопроводов с минимальными затратами.

					Организация ремонтно-восстановительных работ на магистральном нефтепроводе на примере объекта Томской области			
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата				
Разраб.		Варес А.Н.			Заключение	Лит.	Лист	Листов
Руковод.		Брусник О.В.					96	100
Консульт.						ТПУ группа 2Б91		
Рук-ль ООП		Чухарева Н.В.						

Список используемых источников

1. Долгосрочная программа развития ПАО «Транснефть» : официальный сайт. – URL: <https://www.transneft.ru/development/perspective/long-term-program/> (дата обращения: 12.05.2023). – Текст: электронный.
2. Капитальный ремонт подземных нефтепроводов / Гумеров А. Г. [и др.] – М.: ООО «Недра-Бизнесцентр», 1999. – 525 с.: ил. – ISBN 5-8365-0013-4.
3. ГОСТ 34182-2017 Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов. ЭКСПЛУАТАЦИЯ И ТЕХНИЧЕСКОЕ ОБСЛУЖИВАНИЕ. Основные положения.
4. СП 36.13330.2012 Магистральные трубопроводы. Актуализированная редакция СНиП 2.05.06-85* (с Изменениями N 1, 2, 3): дата введения 25.12.2012.
5. Дейнеко, Светлана Витальевна. Обеспечение технологической и конструктивной надежности систем трубопроводного транспорта нефти, нефтепродуктов и газа : [учебное пособие] / С. В. Дейнеко; Российский государственный университет нефти и газа им. И. М. Губкина (РГУ Нефти и Газа). — Москва : ЦентрЛитНефтегаз, 2019. — 248 с.: ил. — Библиогр.: с. 240-243. — ISBN 978-5-902665-72-4.
6. РД-23.040.00-КТН-140-11 Методы ремонта дефектов и дефектных секций действующих магистральных нефтепроводов и нефтепродуктопроводов.
7. РД-25.160.00-КТН-037-14 Сварка при строительстве и ремонте магистральных нефтепроводов.
8. РД-23.040.00-КТН-386-09 Технология ремонта магистральных нефтепроводов и нефтепродуктопроводов с давлением до 6,3 МПа

					Организация ремонтно-восстановительных работ на магистральном нефтепроводе на примере объекта Томской области			
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата				
Разраб.		Варес А.Н.			Список используемых источников	Лит.	Лист	Листов
Руковод.		Брусник О.В.					97	100
Консульт.		.				ТПУ группа 2Б91		
Рук-ль ООП		Чухарева Н.В.						

9. РД-23.040.00-КТН-064-18 (с изм. 1 2021) Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов. Вырезка и врезка катушек, соединительных деталей, запорной арматуры. Подключение участков магистральных трубопроводов. Требования к организации и выполнению работ.

10. РД-23.040.01-КТН-108-10 Технология проведения работ по композитно-муфтовому ремонту магистральных трубопроводов.

11. РД-23.040.00-КТН-201-17 (с изм. 1 2020) Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов. Технология ремонта трубопроводов с применением ремонтных конструкций.

12. РД-25.160.00-КТН-037-14 Сварка при строительстве и ремонте магистральных нефтепроводов.

13. РД-19.100.00-КТН-001-10 Неразрушающий контроль сварных соединений при строительстве и ремонте трубопроводов.

14. ОР-19.100.00-КТН-010-10 Порядок проведения дополнительного дефектоскопического контроля дефектов труб магистральных трубопроводов.

15. РД-13.110.00-КТН-031-18 Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов. Правила безопасности при эксплуатации объектов ПАО «Транснефть».

16. ВСН 31-81 Инструкция по производству строительных работ в охранных зонах магистральных трубопроводов министерства нефтяной промышленности.

17. [REDACTED] Дополнительный дефектоскопический контроль дефектов секций трубопровода. Порядок проведения работ.

18. ТУ-14-3-1573-96 Трубы стальные электросварные прямошовные диаметром 530 - 1020 мм с толщиной стенки до 32 мм для магистральных газопроводов, нефтепроводов и нефтепродуктопроводов.

19. Трудовой кодекс Российской Федерации от 30.12.2001 N 197-ФЗ (ред. от 27.12.2018).

					Список используемых источников	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		98

20. Федеральный Закон «О промышленной безопасности опасных производственных объектов» №116-ФЗ от 21.07.1997г. (с изменениями от 11 июня 2021 года.).

21. Федеральные нормы и правила в области промышленной безопасности "Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности", утвержденные Федеральной службой по экологическому, технологическому и атомному надзору, приказ от 12.03.2013 № 101 (с изменениями от 19 января 2022 года).

22. ОР-03.100.30-КТН-150-11 Порядок организации огневых, газоопасных и других работ повышенной опасности на взрывопожароопасных и пожароопасных объектах организаций системы "Транснефть" и оформления нарядов-допусков на их подготовку и проведение.

23. РД 39-00147105-015-98 ПРАВИЛА КАПИТАЛЬНОГО РЕМОНТА МАГИСТРАЛЬНЫХ НЕФТЕПРОВОДОВ.

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

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

26. СанПиН 1.2.3685-21 Гигиенические нормативы и требования к обеспечению безопасности и/или безвредности для человека факторов среды обитания.

27. ГОСТ 12.2.062-81 Оборудование производственное. Ограждения защитные.

28. ГОСТ 12.3.033-84 Строительные машины. Общие требования безопасности при эксплуатации.

29. СП 75.13330.2011 Технологическое оборудование и технологические трубопроводы.

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

					Список используемых источников	Лист
						99
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

31. ГОСТ 12.1.019–79 Электробезопасность. Общие требования и номенклатура видов защиты.

32. ГОСТ 12.1.004-91 Пожарная безопасность. Общие требования.

33. ОТТ-33.160.40КТН-052-14 Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов. Система видеофиксации рабочей зоны для оснащения экскаваторов и бульдозеров.

34. Типовые расчеты при проектировании и эксплуатации нефтебаз и нефтепроводов. Учебное пособие для ВУЗов. П.И. Тугунов, В.Ф. Новоселов, А.А. Коршак, А.М. Шаммазов. Уфа. ООО «Дизайн Полиграф Сервис». 2002 – 658 с.

					<i>Список используемых источников</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		100