



Министерство науки и высшего образования Российской Федерации
федеральное государственное автономное
образовательное учреждение высшего образования

**«НАЦИОНАЛЬНЫЙ ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ
ТОМСКИЙ ПОЛИТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ»**

Инженерная школа природных ресурсов (ИШПР)

Направление подготовки (специальность) 21.03.01 «Нефтегазовое дело»

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

Отделение нефтегазового дела

ВЫПУСКНАЯ КВАЛИФИКАЦИОННАЯ РАБОТА БАКАЛАВРА

Тема работы
«Разработка организационно-технических мероприятий по восстановлению магистрального нефтепровода с применением ремонтных конструкций на примере объекта в Томской области»

УДК 622.692.4.053-049.32(571.16)

Студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б8А2	Соловьёв Роман Николаевич		

Руководитель:

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

КОНСУЛЬТАНТЫ ПО РАЗДЕЛАМ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

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

По разделу «Социальная ответственность»

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

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

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

РЕЗУЛЬТАТЫ ОБУЧЕНИЯ

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

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

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



Министерство науки и высшего образования Российской Федерации
федеральное государственное автономное
образовательное учреждение высшего образования

**«НАЦИОНАЛЬНЫЙ ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ
ТОМСКИЙ ПОЛИТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ»**

Инженерная школа природных ресурсов (ИШПР)

Направление подготовки (специальность) 21.03.01 «Нефтегазовое дело»

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

Уровень образования бакалавриат

Отделение нефтегазового дела

УТВЕРЖДАЮ:

Руководитель ООП ОНД ИШПР

Чухарева Н.В.

(Подпись)

(Дата)

(Ф.И.О.)

ЗАДАНИЕ

на выполнение выпускной квалификационной работы

В форме:

бакалаврской работы

Студенту:

Группа	ФИО
3-2Б8А2	Соловьёву Роману Николаевичу

Тема работы:

Разработка организационно-технических мероприятий по восстановлению магистрального нефтепровода с применением ремонтных конструкций на примере объекта в Томской области	
Утверждена приказом директора (дата, номер)	07.02.2023 г. № 38-108/с

Срок сдачи студентом выполненной работы:

20.06.2023 г.

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:

Исходные данные к работе	Объектом исследования является участок магистрального трубопровода «Александровское – Анжеро-Судженск», расположенный в Парабельском районе, Томской области: Протяжённость трубопровода – 818м; Номинальный диаметр трубопровода – 1220 мм;
---------------------------------	--

Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов	Изучение нормативных требований по технической документации магистрального трубопровода. Анализ методов организационно-технических решений. Проведение технического расчета. Разработка рекомендаций по повышению эффективности проведения ремонтно-восстановительных работ.
Перечень графического материала	Рисунки, схемы, таблицы, диаграммы.
Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы	
Раздел	Консультант
«Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»	Криницына Зоя Васильевна Дцент (ОСГН), к.т.н.
«Социальная ответственность»	Гуляев Милий Всеволодович Старший преподаватель
Названия разделов, которые должны быть написаны на русском и иностранном языках: реферат	

Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику	07.02.2023 г.
---	---------------

Задание выдал руководитель:

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

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б8А2	Соловьёв Р.Н.		



Министерство науки и высшего образования Российской Федерации
федеральное государственное автономное
образовательное учреждение высшего образования

**«НАЦИОНАЛЬНЫЙ ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ
ТОМСКИЙ ПОЛИТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ»**

**ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА
«СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»**

Обучающемуся:

Группа	ФИО
3-2Б8А2	Соловьёву Роману Николаевичу

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

Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:

Введение Характеристика объекта исследования (вещество, материал, прибор, алгоритм, методика, рабочая зона) и области его применения	Объект исследования: Нефтепровод, МН «Александровское – Анжеро – Судженск» км 220 – 221 Область применения: Нефтегазовая сфера, транспортировка ЛВЖ Рабочая зона: Магистральный нефтепровод и прилегающая территория Вещество: Товарная нефть, ЛВЖ Материал: Трубопровод, диаметр 1220мм, толщина стенки 15мм, категория III, марка 17Г1С, давление до 10 Мпа
Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:	
1. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности:	1. Перечень обязательных правил, норм, инструкций.
2. Производственная безопасность 2.1. Анализ потенциальных вредных факторов 2.2. Анализ потенциальных опасных факторов 2.3. Обоснование мероприятий по снижению их воздействия потенциальных вредных и опасных факторов.	Опасные факторы: 1. Движущиеся машины и механизмы оборудования на производстве; 2. Пожаровзрывоопасность на объектах 3. Производственные факторы, связанные с электрическим током; 4. Повышенный уровень напряженности электростатического поля, электромагнитных полей; 5. Пожарная безопасность при проведении огневых работ.

	Вредные факторы: 1. Тяжесть напряжённость физического труда; 2. Повышенный уровень шума; 3. Повышенная загазованность рабочей зоны.
3. Экологическая безопасность.	1. Воздействия объекта на атмосферу (выбросы); 2. Воздействия объекта на гидросферу (сбросы); 3. Воздействия объекта на литосферу (отходы); При выполнении ремонтных работ на линейной части нефтепровода необходимо соблюдать требования по защите окружающей среды, условия землепользования, установленные законодательством по охране природы. Виды воздействий на природную среду в период ремонтных работ: 1. Загрязнение выбросами выхлопных газов от строительной техники при производстве работ; 2. Выбросы при производстве изоляционных работ; 3. Образование и размещение отходов, образующихся при ремонте.
4. Безопасность в чрезвычайных ситуациях:	1. Пожарная и взрывобезопасность в ЧС 2. Промышленная безопасность в ЧС

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику	
---	--

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Гуляев Милий Всеволодович			24.02.2023

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б8А2	Соловьёв Роман Николаевич		24.02.2023

**«НАЦИОНАЛЬНЫЙ ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ
ТОМСКИЙ ПОЛИТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ»**

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

Обучающемуся:

Группа	ФИО
3-2Б8А2	Соловьёву Роману Николаевичу

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

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

1. Стоимость ресурсов научного исследования (НИ): материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих	Оценить стоимость работ и материально-технических ресурсов на капитальный ремонт 220-221 км участка магистрального нефтепровода «Александровское – Анжеро–Сунженск»
2. Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования	Коэффициент отчислений на уплату во внебюджетные фонды 30,4%

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

1. Оценка коммерческого потенциала, перспективности и альтернатив проведения НИ с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения	Оценить материальные затраты, расходы на оплату труда рабочих, отчисления на социальные нужды, амортизационные отчисления и прочие расходы, необходимые на капитальный ремонт 220-221 км участка магистрального нефтепровода «Александровское – Анжеро–Сунженск»
2. Определение ресурсной (ресурсосберегающей), финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности исследования	Проанализировать общую стоимость и структуру затрат, необходимых для капитального ремонта 220-221 км участка магистрального нефтепровода «Александровское – Анжеро–Сунженск».

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

ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

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

Задание принял к исполнению обучающийся:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б8А2	Соловьёв Роман Николаевич		



Министерство науки и высшего образования Российской Федерации
федеральное государственное автономное
образовательное учреждение высшего образования

**«НАЦИОНАЛЬНЫЙ ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ
ТОМСКИЙ ПОЛИТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ»**

Инженерная школа природных ресурсов (ИШПР)

Направление подготовки (специальность) 21.03.01 «Нефтегазовое дело»

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

Уровень образования бакалавриат

Отделение нефтегазового дела

Период выполнения осенний / весенний семестр 2022/2023 учебного года

Форма представления работы:

бакалаврская работа

КАЛЕНДАРНЫЙ РЕЙТИНГ-ПЛАН

выполнения выпускной квалификационной работы

Срок сдачи студентом выполненной работы:

Дата контроля	Название раздела (модуля) / вид работы (исследования)	Максимальный балл раздела (модуля)
07.02.2023	Введение	5
28.02.2023	Обзор литературы	10
15.03.2023	Объект и методы исследования	10
18.03.2023	Анализ технических решений по проведению внутритрубной диагностики внутрипромыслового трубопровода	15
07.04.2023	Технология работ	10
14.04.2023	Расчеты и аналитика	15
04.05.2023	Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	10
15.05.2023	Социальная ответственность	10
25.05.2023	Заключение	5
01.06.2023	Презентация	10
	Итого	100

Составил преподаватель:

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

Согласовано:

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

Реферат

Выпускная квалификационная работа состоит из 88 страниц, 7 рисунков, 10 таблиц, 15 источников, 1 приложения.

Ключевые слова: магистральный нефтепровод, ремонтная конструкция, капитальный ремонт, постоянные ремонт, организационно-технические мероприятия, повышение эффективности.

Объект исследования: участок магистрального нефтепровода «Александровское – Анжеро-Судженск».

Цель работы: разработка рекомендаций организационно-технического решения для проведения ремонтно-восстановительных работ на магистральном нефтепроводе «Александровское – Анжеро-Судженск» с применением ремонтной конструкции муфта П2.

Область применения: применение приобретенных итогов исследовательской работы в профессиональной деятельности.

Экономическая эффективность/значимость работы: темы и результаты данного исследования могут быть взяты за основы дальнейший исследованиях, развитии, распространение на различные сферы и виды работ.

					«Разработка организационно-технических мероприятий по восстановлению магистрального нефтепровода с применением ремонтных конструкций на примере объекта в Томской области»							
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата								
Разраб.		Соловьёв Р.Н.			Реферат	Лит.		Лист	Листов			
Руковод.		Брусник О.В.						11	88			
Рук-ль ООП		Чухарева Н.В.				Отделение нефтегазового дела Группа 3-2Б8А2						

Abstract

The final qualifying work consists of 88 pages, 7 figures, 10 tables, 15 sources, 1 applications.

Key words: main oil pipeline, repair structure, overhaul, permanent repairs, organizational and technical measures, efficiency increase.

The object of the study: section of the main oil pipeline "Alexandrovskoye - Anzhero-Sudzhensk".

The purpose of the work: development of recommendations for an organizational and technical solution for carrying out repair and restoration work on the main oil pipeline "Alexandrovskoye - Anzhero-Sudzhensk" using the repair design type P2.

Scope of application: application of the acquired results of research work in professional activities.

Economic efficiency /significance of the work: the topics and results of this study can be taken as the basis for further research, development, distribution to various areas and types of work.

					«Разработка организационно-технических мероприятий по восстановлению магистрального нефтепровода с применением ремонтных конструкций на примере объекта в Томской области»								
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата									
Разраб.		Соловьёв Р.Н.			Abstract				Лит.	Лист	Листов		
Руковод.		Брусник О.В.									12	88	
Рук-ль ООП		Чухарева Н.В.							Отделение нефтегазового дела Группа 3-2Б8А2				

Определения, обозначения, сокращения

В данной работе были применены следующие термины и определения:

магистральный нефтепровод: это крупные комплексные инженерные сооружения, включающие в себя компрессорные и перекачивающие станции, собственно трубопроводы, комплексы контрольно-измерительной аппаратуры, системы управления, связи, вспомогательные сооружения;

капитальный ремонт: это комплекс технических мероприятий, направленных на полное или частичное восстановление линейной части эксплуатируемого нефтепровода до проектных характеристик с учетом требований действующих нормативных документов;

дефект: это каждое отдельное несоответствие объекта требованиям, установленным в нормативной документации;

ремонтная конструкция: это комплекс технических мероприятий, направленных на полное или частичное восстановление линейной части эксплуатируемого нефтепровода до проектных характеристик с учетом требований действующих нормативных документов.

					«Разработка организационно-технических мероприятий по восстановлению магистрального нефтепровода с применением ремонтных конструкций на примере объекта в Томской области»								
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата									
Разраб.		Соловьёв Р.Н.			Термины и определения				Лит.	Лист	Листов		
Руковод.		Брусник О.В.									13	88	
Рук-ль ООП		Чухарева Н.В.							Отделение нефтегазового дела Группа 3-2Б8А2				

Обозначения и сокращения

ВИК – визуальный и измерительный контроль
 ВИП – внутритрубные инспекционные приборы
 ГПМ – грузоподъемная машина
 ГСМ – горюче-смазочные материалы
 ДДК – дополнительный дефектоскопический контроль
 ЗРА – запорная арматура
 ЛВЖ – легковоспламеняющаяся жидкость
 МН – магистральный нефтепровод
 НД – нормативная документация
 НТД – нормативно-техническая документация
 ОПО – опасный производственный объект
 ОСТ – организация системы «Транснефть»
 ПВК – проникающий капиллярный контроль
 ПДВ – предельно-допустимых выбросов
 ПДК – предельно-допустимые концентрации
 ПЛА – план мероприятий по локализации и ликвидации последствий аварий
 ППР – проект производства работ
 РГК – рентгенографический контроль
 РД – руководящий документ
 РК – радиографический контроль
 СНиП – строительные нормы и правила
 ТЗ – техническое задание
 ТУ – технические условия УЗК – ультразвуковой
 неразрушающий контроль
 ЭХЗ – электрохимическая защита

					Термины и определения	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		14

Оглавление

ВВЕДЕНИЕ	17
ОБЗОР ЛИТЕРАТУРЫ	19
1. ОБЩАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА РАЙОНА РАБОТ И ОБЪЕКТА ИССЛЕДОВАНИЯ	20
1.1. Краткая характеристика района работ	20
1.2. Общая характеристика объекта исследования	20
2. АНАЛИЗ ОРГАНИЗАЦИОННО-ТЕХНИЧЕСКИХ РЕШЕНИЙ ПО ВОССТАНОВЛЕНИЮ МАГИСТРАЛЬНОГО НЕФТЕПРОВОДА	21
2.1. Данные по обследованному участку	21
2.2. Методы и выбор типа капитального ремонта магистрального нефтепровода.....	21
2.2.1. Капитальный ремонт с заменой труб	24
2.2.2. Капитальный ремонт с заменой изоляционного покрытия	24
2.2.3. Выборочный ремонт	25
2.2.4. Метод шлифовки	26
2.2.5. Метод заварки.....	26
2.2.6. Метод замена участка	27
2.2.7. Метод установки ремонтной конструкции.....	27
2.3. Применяемые конструкции для постоянного ремонта магистрального нефтепровода.....	28
2.3.1. Ремонтные конструкции муфта П1 - П10.....	28
2.4. Разработка рекомендаций по применению ремонтной конструкции муфта П2 на линейном участке магистрально нефтепровода «Александровское – Анжеро-Судженск»	29
3. ТЕХНОЛОГИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ	31
3.1. Последовательность и содержание работ при капитальном ремонте линейной части магистральных трубопроводов	31
3.1.1. Организационные мероприятия.....	31

					Оглавление	Лист
						15
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

3.1.2.	Подготовительные работы	32
3.1.3.	Земляные работы.....	32
3.1.4.	Очистные работы	43
3.1.5.	Сборочно-сварочные работы	44
3.1.6.	Изоляционные работы	47
3.2.	Контроль качества и приемка ремонтных работ.....	49
3.3.	Требования охраны труда, промышленной, пожара и взрывобезопасности.	53
4.	РАСЧЕТНАЯ ЧАСТЬ.....	54
4.1.	Расчет толщины стенки магистрального нефтепровода	54
4.2.	Расчет геометрических параметров ремонтной муфты	Ошибка! Закладка не определена.56
	СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ	57
	ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ	75
	ЗАКЛЮЧЕНИЕ.....	83
	СПИСОК ИСПОЛЬЗУЕМЫХ ИСТОЧНИКОВ	84
	ПРИЛОЖЕНИЕ А.....	87

Введение

Нефтяная и газовая промышленность – есть одна из основных отраслей нашего государства. Эффективность и стабильное функционирование напрямую отражается на всех остальных сферах и отраслях Российской Федерации.

Магистральный нефтепровод – это сложный высокотехнологичных в крайне разносторонний «организм», характеризующийся колоссальной протяжённостью сети, разнообразием технических характеристик и не однородностью по структуре и возрасту трубопровода. Высокие требования экологической и промышленной безопасности заставляют уделять большое внимание эксплуатирующих организаций на обеспечение надежной, безаварийной и безотказной работы. Учитывая географию расположения магистральных нефтепроводов, климатических, геодезических разнообразий, наличие капитальных ремонтов и прочих мер по нейтрализации потенциальных нежелательных последствий, является крайне весомым вложением, не только средств и человеческих ресурсов, но и научных изысканий и трудов, пытающихся повысить эффективность столь часто возникающих проблем. Нецелесообразность, а иногда и не возможность вести резервные линии нефтепровода, неизбежно влияют на старение трубопроводного фонда, что и является основными причинами аварий и трат.

Целью данной выпускной квалификационной работы является разработка рекомендаций организационно-технического решения для проведения ремонтно-восстановительных работ на магистральном нефтепроводе «Александровское – Анжеро-Судженск» с применением ремонтной конструкции муфта П2.

					«Разработка организационно-технических мероприятий по восстановлению магистрального нефтепровода с применением ремонтных конструкций на примере объекта в Томской области»				
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата					
Разраб.		Соловьёв Р.Н.			Введение	Лит.		Лист	Листов
Руковод.		Брусник О.В.						17	88
Рук-ль ООП		Чухарева Н.В.				Отделение нефтегазового дела Группа 3-2Б8А2			

Задачи, которые были поставлены в процессе выполнения работы:

- Изучение нормативно-технической документации
- Анализ методов существующих организационно-технических решений
- Проведение технических расчетов
- Разработка рекомендаций по повышению эффективности проведения

ремонтно-восстановительных работ

Объект исследования: участок магистрального нефтепровода «Александровское – Анжеро-Судженск» 220-221км.

Дефект магистрального нефтепровода – это отклонение геометрического параметра трубы, сварного шва, качества материала трубы, не соответствующее требованиям действующих нормативных документов и возникающее при изготовлении трубы, строительстве или эксплуатации нефтепровода, а также недопустимые конструктивные элементы и соединительные детали, установленные на магистральные нефтепроводы и обнаруживаемые внутритрубной диагностикой, визуальным или приборным контролем или по результатам анализа исполнительной документации объекта. Согласно действующей НТД, все дефекты делятся на следующие группы: дефекты геометрии трубы; дефекты стенки трубы; дефекты сварного шва; комбинированные дефекты; недопустимые конструктивные элементы. В зависимости от вида дефекта выбирается метод ремонта магистрального нефтепровода: шлифовка; заварка; вырезка дефекта (замена «катушки» или замена участка); установка ремонтной конструкции (муфты, патрубки).

По результатам технических отчётов по внутритрубной диагностике магистрального нефтепровода «Александровское – Анжеро-Судженск» на участке 220-221км было выявлено большое скопление дефектов (истончение номинальной толщины стенки трубы и изоляционного покрытия, обнаружение царапин, пор и шлаковых включений на сварных швах и околошовной зоне).

					Введение	Лист
						18
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Обзор литературы

В работе была использована информация, подчеркнутая из источников нормативно-правовой документации, такие как:

- РД-75.180.00-КТН-274-10 «Технология установки ремонтных конструкций на трубопроводы диаметром 1067 и 1220 мм с давлением до 10 Мпа»
- РД-23.040.00-КТН-201-17 «Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов, технология ремонта трубопроводов с применением ремонтных конструкций»
- ГОСТ 2601-84 «Сварка металлов. Термины и определения основных понятий»
- ГОСТ Р 57512-2017 «Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов. Термины и определения»
- ВСН 31-81 «Инструкция по производству строительных работ в охранных зонах магистральных трубопроводов Министерства нефтяной промышленности»

					«Разработка организационно-технических мероприятий по восстановлению магистрального нефтепровода с применением ремонтных конструкций на примере объекта в Томской области»						
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата							
Разраб.		Соловьёв Р.Н.			Обзор литературы			Лит.	Лист	Листов	
Руковод.		Брусник О.В.								19	88
Рук-ль ООП		Чухарева Н.В.						Отделение нефтегазового дела Группа 3-2Б8А2			

1. Общая характеристика района работ и объекта исследования

1.1. Краткая характеристика района работ

В работе объектом исследования выступает участок магистрального нефтепровода «Александровское - Анжеро-Судженск», обслуживаемый АО «Транснефть – Западная Сибирь», относящийся к Парабельскому району Томской области севернее села Парабель. Участок находится на 220-221 км.

Село Парабель расположено на северо-востоке Васюганской равнины, в долине. Район находится в полосе дискомфорта и приравнен к районам Крайнего севера. Расстояние до Томска – 394 км.

Рельеф местности представляет собой слаборасчлененную заболоченную, покрытую смешанным лесом, равнину с абсолютными отметками от +70 до +130 м.

Климат в районе работ резко-континентальный с сурово зимой и жарким летом. Самый теплый месяц является июль с максимальной температурой до +34°C, самым холодным – февраль, когда температура местами может понизиться до -52°C.

1.2. Общая характеристика объекта исследования

Магистральный нефтепровод «Александровское – Анжеро-Судженск» общей протяженностью 818 км, диаметр 1220 мм, обслуживается АО «Транснефть – Западная Сибирь», заложен в 1970г. Расположен большей частью на территории Томской области, ближайший населенный пункт к целевому участку 220-221км село Парабель.

					<i>«Разработка организационно-технических мероприятий по восстановлению магистрального нефтепровода с применением ремонтных конструкций на примере объекта в Томской области»</i>			
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата				
Разраб.		Соловьёв Р.Н.			Общая характеристика района работ и объекта исследования	Лит.	Лист	Листов
Руковод.		Брусник О.В.					20	88
Рук-ль ООП		Чухарева Н.В.				Отделение нефтегазового дела Группа 3-2Б8А2		

2. Анализ организационно-технических решений по восстановлению магистрального нефтепровода

2.1. Данные по обследованному участку

Эксплуатационной надёжностью трубопровода является его свойство выполнять заданные функции в течение требуемого промежутка времени с сохранением в установленных пределах всех характерных параметров. Указанная способность, в свою очередь, раскрывается через систему объективных критериев технического состояния трубопровода, обуславливающих его нормативную работоспособность в режиме активного воздействия эксплуатационных факторов. Таким образом, уровень эксплуатационной надёжности определяется техническим состоянием магистрального трубопровода. Для выявления дефектов стенки трубопроводов проводится их внутритрубная диагностика специальными внутритрубными инспекционными приборами (ВИП).

По результатам проведенной внутритрубной диагностики магистрального трубопровода «Александровское – Анжеро-Судженск», на участке 220-221км было выявлено утончение стенки трубы нефтепровода от 11 до 9 мм. В следствие чего было принято решение о дополнительном дефектоскопическом контроле целевого участка.

2.2. Методы и выбор типа капитального ремонта магистрального нефтепровода

Основным документом, регламентирующим виды и методы капитального ремонта магистральных нефтепроводов в АО «Транснефть – Западная Сибирь», является РД 39-0147105-015-98 «Правила капитального ремонта магистральных нефтепроводов» [3].

Выбор вида капитального ремонта нефтепровода и оценка технического состояния производится на основе анализа результатов обследования (дефектоскопии) стенки трубы и состояния изоляционного покрытия, а также

					«Разработка организационно-технических мероприятий по восстановлению магистрального нефтепровода с применением ремонтных конструкций на примере объекта в Томской области»			
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата				
Разраб.		Соловьев Р.Н.			Анализ организационно-технических решений по восстановлению магистрального нефтепровода	Лит.	Лист	Листов
Руковод.		Брусник О.В.					21	88
Рук-ль ООП		Чухарева Н.В.				Отделение нефтегазового дела Группа 3-2Б8А2		

данных, которые были получены за весь период эксплуатации трубопровода.

Анализ и оценка технического состояния нефтепровода проводятся на основании:

- результатов диагностики внутритрубными инспекционными снарядами;
- данных обследования состояния изоляционного покрытия приборами и шурфованием;
- величин защитной разности потенциалов «труба-земля» за весь период эксплуатации;
- сведений о дефектах, которые были выявлены и устранены ранее;

Данных технического паспорта нефтепровода (дата постройки и пуска в эксплуатацию, диаметр, давление, сертификат металла труб, информация о проведенных ремонтах и т.д.).

Выбор вида и способа ремонта зависит от таких показателей как:

- состояние изоляционного покрытия и стенки трубы;
- размеры и взаимное расположение коррозионных повреждений стенки трубы;
- количество и характер распределения опасных и потенциально опасных дефектов стенки трубы;
- конкретные условия пролегания трубопровода;
- фактические и прогнозируемые показатели загруженности нефтепровода;
- технико-экономические показатели по видам и способам ремонта.

Ранее было отмечено, что на 220-221 км участка магистрального нефтепровода «Александровское - Анжеро-Судженск» по результатам диагностики внутритрубными инспекционными снарядами было обнаружено большое количество дефектов: номинальная толщина стенки трубы и изоляционного покрытия истончилась, на трубе были обнаружены вмятины, на сварных швах и околошовной зоне образовались трещины, поры, шлаковые

					Анализ организационно-технических решений по восстановлению магистрального нефтепровода	Лист
						22
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

включения. Данные дефекты являются опасными для функционирования данного магистрального нефтепровода и несвоевременное их устранение может привести к возникновению крупной аварии (учитывая протяженность участка с дефектами) на магистральном нефтепроводе, работа которого является стратегически важной для АО «АК «Транснефть». На устранение аварии на магистральном трубопроводе, а также всех последствий требуются значительные финансовые, трудовые, материальные и прочие затраты и ресурсы.

Учитывая опасный характер дефектов, их количество и значительную площадь распространения на 220-221 км участка нефтепровода «Александровское - Анжеро-Судженск», необходимо произвести капитальный ремонт, заключающийся в полном восстановлении линейной части данного участка. Таким образом, капитальный ремонт с заменой изоляционного покрытия не подходит, он не позволит устранить все дефекты, и в будущем неполадки на данном участке будут возникать вновь. Выборочный ремонт производится как правило на коротких участках магистральных трубопроводов. Наиболее эффективным в данном случае является *капитальный ремонт с заменой труб* путем укладки в совмещенную траншею вновь прокладываемого участка трубопровода рядом с заменяемым с последующим демонтажем последнего.

Далее в работе будут описаны организационно-технические мероприятия, необходимые для реализации выбранного вида капитального ремонта, произведены технологические расчеты по соответствию вновь прокладываемых труб участка требованиям, предъявляемым к толщине стенки, прочности и устойчивости трубопровода, а также будет осуществлена проверка предотвращения недопустимых пластических деформаций. Кроме того, произведем анализ социально-экономических затрат капитального ремонта 220-221 км участка магистрального нефтепровода «Александровское - Анжеро-Судженск» и проанализируем социальную ответственность, соблюдение которой должно обеспечиваться компанией для недопущения

					Анализ организационно-технических решений по восстановлению магистрального нефтепровода	Лист
						23
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

возможных рисков в процессе осуществления ремонта.

2.2.1. Капитальный ремонт с заменой труб

Капитальный ремонт с заменой труб линейного участка магистрального нефтепровода – заключается в полной замене дефектной секции целевого участка магистрального нефтепровода. Ремонт с полной заменой труб, при проведении которого на отключаемом и выведенном в ремонт участке магистрального нефтепровода все эксплуатируемые трубы заменяются на новые или повторно используемые после заводского ремонта.

Ремонт с заменой труб производится следующими способами:

- путем укладки в совмещенную траншею вновь прокладываемого участка трубопровода рядом с заменяемым с последующим демонтажем последнего (ввиду значительной опасности выполнения работ этот способ может применяться в виде исключения);
- путем укладки в отдельную траншею, в пределах существующего технического коридора коммуникаций, вновь прокладываемого участка трубопровода с последующим демонтажем заменяемого;
- путем демонтажа заменяемого трубопровода и укладки вновь прокладываемого трубопровода в прежнее проектное положение.

Ремонт с заменой магистрального нефтепровода – это сложный и ответственный процесс, который требует высокой квалификации и опыта специалистов. При этом важно соблюдать все технологические нормы и правила безопасности, чтобы избежать возможных аварий и неприятностей. Основные требования к данному виду ремонта магистрального нефтепровода с диаметром от 219 до 1220 мм указаны в РД 39-00147105-015-98.

2.2.2. Капитальный ремонт с заменой изоляционного покрытия

Капитальный ремонт с заменой изоляционного покрытия заключается в полной замене изоляционного покрытия с восстановлением, по необходимости, несущей способности стенки трубы магистрального

					<i>Анализ организационно-технических решений по восстановлению магистрального нефтепровода</i>	<i>Лист</i>
						24
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		

нефтепровода. Ремонт методом переизоляции с частичной заменой труб, при проведении которого на отключенном и выведенном в ремонт участке нефтепровода выполняется замена изоляции, а частичной замене подлежат только поврежденные и не пригодные для дальнейшей эксплуатации трубы.

Капитальный ремонт с заменой изоляционного покрытия производится:

- с подъемом трубопровода в траншее;
- с подъемом и укладкой трубопровода на лежки в траншее.

Капитальный ремонт с заменой изоляционного покрытия – это сложный технологический процесс, который требует специальной квалификации и опыта. Для выполнения работ требуется команда специалистов: инженеров, технологов, сварщиков, электриков и других профильных специалистов. Важно выбрать надежного исполнителя, который имеет все необходимые компетенции и навыки. Основные требования к ремонту с заменой изоляционного покрытия трубы магистрального нефтепровода с диаметром от 219 до 1220мм указаны в РД 39-00147105-015-98.

2.2.3. Выборочный ремонт

Выборочный ремонт магистрального нефтепровода – это проведение работ по восстановлению или замене отдельных участков трубопровода, которые находятся в наименее критическом состоянии [11]. Такой ремонт позволяет увеличить срок службы трубопровода и значительно снизить затраты на его эксплуатацию. При выборочном ремонте, на участке нефтепровода ремонтные работы выполняются не на всей его протяженности, а на заранее выявленных дефектных участках, по результатам внешних, внутритрубных диагностических обследований на локальных местах. Выборочный ремонт наиболее часто встречающийся вид ремонта магистрального нефтепровода.

Основными методами выборочного ремонта являются:

- Метод шлифовки;
- Метод заварки;
- Метод замены участка (вырезка катушки);

					Анализ организационно-технических решений по восстановлению магистрального нефтепровода	Лист
						25
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

- Метод установки ремонтной конструкции

Конечный выбор метода определяется техническим состоянием трубопровода и типом повреждения по результатам дополнительных дефектоскопических исследований. Проведение выборочного ремонта магистрального нефтепровода является важным мероприятием для обеспечения безопасной и эффективной работы нефтяной промышленности.

2.2.4. Метод шлифовки

Метод ремонта, заключающийся в снятии в зоне дефекта слоя металла путем шлифования для устранения концентрации напряжений.

Шлифовка используется для ремонта участков труб с дефектами глубиной до 20% от номинальной толщины стенки трубы типа потеря металла (коррозионные дефекты, риски), расслоение с выходом на поверхность, мелких трещин, а также дефектов типа "аномалии сварного шва" (чешуйчатость, поры выходящие на поверхность) с остаточной высотой усиления не менее значений, указанных в ГОСТ 16037-80. При шлифовке путем снятия металла должна быть восстановлена плавная форма поверхности, снижена концентрация напряжений. Ошлифованный участок должен подвергаться визуальному, магнитопорошковому контролю или контролю методом цветной дефектоскопии. После шлифовки должна проверяться остаточная толщина стенки трубы методом ультразвуковой толщинометрии. Остаточная толщина не должна быть меньше 80 % от толщины стенки.

2.2.5. Метод заварки

Заварку разрешается применять для ремонта дефектов тела трубы типа "потеря металла" (коррозионные язвы, риски) с остаточной толщиной стенки трубы не менее 5 мм, а также дефектов типа "аномалии поперечного сварного шва" (поры, выходящие на поверхность, подрезы сварного шва, недостаточное или отсутствующее усиление, недостаточная ширина шва). Максимальный линейный размер дефекта не должен превышает трех

					Анализ организационно-технических решений по восстановлению магистрального нефтепровода	Лист
						26
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

номинальных толщин стенки трубы; заварку разрешается проводить только на полностью заполненном нефтепроводе.

2.2.6. Метод замены участка

Ремонт проводится с вырезкой дефектного участка нефтепровода и заменой на новый с остановкой перекачки. Длина вырезаемого дефектного участка должна быть больше самого дефекта не менее, чем на 100 мм с каждой стороны. Минимально допустимая длина катушки должна быть равной диаметру ремонтируемого нефтепровода. Опорожнение ремонтируемого участка нефтепровода проводится откачиванием нефти в резервуарные парки нефтеперекачивающих станций, параллельные нефтепроводы, мягкие резинотканевые резервуары. При отсутствии параллельных нефтепроводов, герметичных емкостей и резервуаров разрабатывается земляной амбар, объем которого должен быть достаточным для размещения откачиваемой нефти. Замена дефектного участка нефтепровода длиной более заводской длины трубы на трубы, отвечающие требованиям СНиП 2 05.06-85.

2.2.7. Метод установки ремонтной конструкции

Основными ремонтными конструкциями для магистральных нефтепроводов, которые регламентированы нормативной документацией, являются муфты и тройники [2]. В основе метода лежит установка на участок трубопровода с изъяном ремонтной конструкции, которая обеспечивает полное воссоздание прочности и долговечности отремонтированного участка трубопровода до уровня безизъянной трубы при воздействии статических и циклических нагрузок. Применяются для ремонта и восстановления несущей функции линейной части магистрального нефтепровода при дефектах типа: царапина, утонение стенки трубы, локальных раковин и др. Муфты существуют следующих видов: П1, П2, П3, П4 и П6 и другие. Они предназначены для ремонта дефектов в стенке трубы, а также в кольцевых и продольных сварных швах на трубопроводе.

					Анализ организационно-технических решений по восстановлению магистрального нефтепровода	<i>Лист</i>
						27
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		

2.3. Применяемые конструкции для постоянного ремонта магистрального нефтепровода

2.3.1. Ремонтные конструкции муфта П1 - П10

На основе нормативно-технической документации для ремонта магистрального нефтепровода используются следующие основные ремонтные конструкции:

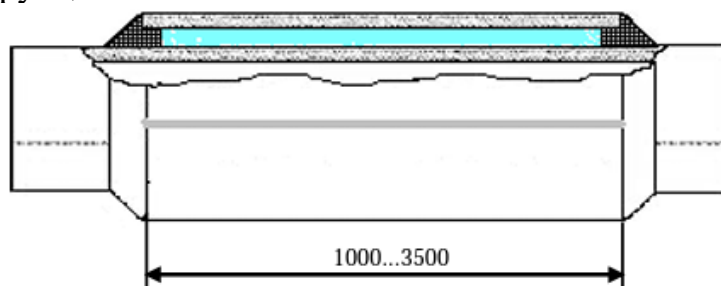


Рисунок 1 Муфта П1 - Композитная муфта с заполнением композитным составом

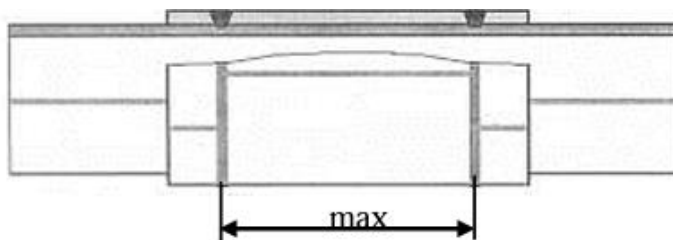


Рисунок 2 Муфта П2 - Муфта обжимная приварная с технологическими кольцами

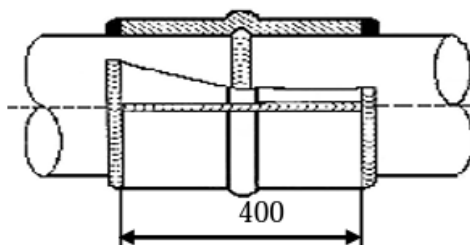


Рисунок 3 Муфта П3 - Муфта галтельная для ремонта сварных кольцевых швов

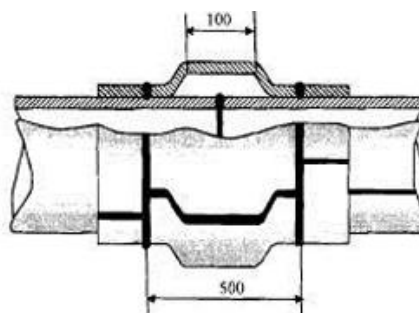


Рисунок 4 Муфта П4 - Муфта галтельная с короткой полостью для ремонта сварных кольцевых швов

					Анализ организационно-технических решений по восстановлению магистрального нефтепровода	Лист
						28
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

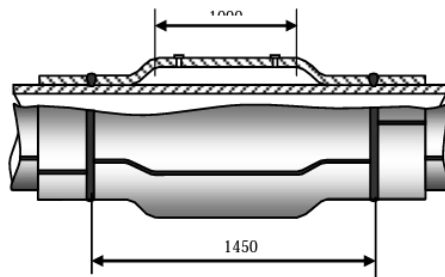


Рисунок 5 Муфта П6 - Муфта удлиненная галтельная приварная с технологическими кольцами с заполнением антикоррозионной жидкостью для ремонта гофр.

Для ремонта трубопроводов с рабочим давлением до 6,3 МПа применяются:

- постоянные ремонтные конструкции типов П1, П2, П3, П4, П5, П5У, П6, П1В, П1П7, П7, П8, П9, П10;
- временные ремонтные конструкции типов В1, В2.

Для ремонта трубопроводов с рабочим давлением до 10,0 МПа применяются ремонтные конструкции типов П1ВД, П2ВД, П3ВД, П4ВД, П6ВД, П8ВД, П9ВД, П10.

На трубопроводы из углеродистой и низколегированной стали класса прочности от К34 до К60 по ГОСТ 31447 устанавливаются ремонтные конструкции типа П1, П2, П3, П4, П5, П5У, П6, П1В, П1П7, П7, П8, П9, В1 и В2, а из низколегированной стали класса прочности К60 по ГОСТ 31447 – типа П1ВД, П2ВД, П3ВД, П4ВД, П6ВД, П8ВД, П9ВД.

2.4. Разработка рекомендаций по применению ремонтной конструкции муфта П2 на линейном участке магистрально нефтепровода «Александровское – Анжеро-Судженск»

Применения стандартный методов подхода к операции установка ремонтной конструкции муфта П2, имеет ряд прямых и косвенных недостатков, от технической до организационной части. Особенно следует выделять человеческий фактор, влияние которого сильно снижает эффективность проведения работ. Зачастую операционный персонал, выполняющий работы не имеет должного уровня компетенций, мотиваций и практических знаний для высококачественного исполнения поставленных

					Анализ организационно-технических решений по восстановлению магистрального нефтепровода	Лист
						29
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

задач. В данной работе предлагается уделить внимание больше организационному этапу, не исключая важность остальных.

Идея заключается в комплексном подходе по подготовке рабочих и специалистов к выполнению различного рода операций, одной из которых является тема данной работы, моделирование аварийных ситуаций, адаптация современных цифровых достижений и прочих методов, доступных на текущий момент. Одной из таких идей является использование цифровых решений таких как, технологий виртуальной и дополненной реальности.

Технологии виртуальной и дополненной реальности – это моделируемая цифровая трехмерная система, позволяющая максимально погрузиться в смоделированную ситуацию с элементами присутствия. Внедрение подобных технологий значительно повышают эффективность подготовки кадров и отработки различных целевых ситуаций: аварии при производстве работ, а также проведения мероприятий по их ликвидации, моделирование и проверка надежности проведения работ на магистральных нефтепроводах и других объектах, контроль качества строительства и многое другое.

В Томском политехническом университете реализован комплекс работ по проведению очистки и диагностики магистрального нефтепровода с применением технологий цифровых решений и виртуальной реальности.



Рисунок 6 Технология виртуальной реальности, примеры

Особенно стоит отметить высокий экономический эффект на временной дистанции 5-7 лет от внедрение систем цифровых решений на базе программы «Цифровая трансформация» ПАО «Транснефть».

					Анализ организационно-технических решений по восстановлению магистрального нефтепровода	Лист
						30
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

3. ТЕХНОЛОГИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ

3.1. Последовательность и содержание работ при капитальном ремонте линейной части магистральных трубопроводов

3.1.1. Организационные мероприятия

- Организационные мероприятия, поэтапно выполняемые лицом ответственным за эксплуатацию магистрального нефтепровода [4].
- Проведение комплексной диагностики технического состояния;
- Определение участков, подлежащих капитальному ремонту на основании анализа результатов внутритрубной диагностики;
- Составление перспективного и текущего планов капитального ремонта;
- Уточнение положения в плане вантузов, задвижек, сооружений и сетей в техническом коридоре по проектной и эксплуатационной документации;
- Составление ведомости пересечений или приближений сооружений и сетей с указанием пикетов пересечений или приближений, глубины заложения, владельцев и других данных, имеющихся в документации и, при необходимости, уточнение на месте мест пересечений совместно с представителями владельцев коммуникаций;
- Получение технических условий на проведение работ по капитальному ремонту от владельцев сооружений и сетей, пересекающих МНПП или проходящих в одном техническом коридоре, местных органов власти и других заинтересованных организаций;
- Разработка и утверждение задания на проектирование капитального ремонта;
- Выполнение проектных работ в соответствии с заданием, экспертиза и утверждение проекта в установленном порядке;

					«Разработка организационно-технических мероприятий по восстановлению магистрального нефтепровода с применением ремонтных конструкций на примере объекта в Томской области»					
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата						
Разраб.		Соловьёв Р.Н.			Технологическая часть			Лит.	Лист	Листов
Руковод.		Брусник О.В.							31	88
Рук-ль ООП		Чухарева Н.В.						Отделение нефтегазового дела Группа 3-2Б8А2		

- Оформление документов по отводу земель с согласованием условий рекультивации [5].

3.1.2. Подготовительные работы

Подготовительные работы включают [1]:

- обследование дорог, мостов для выяснения возможности перебазировки машин и механизмов;
- оборудование пунктов погрузки и выгрузки;
- перебазировка ремонтных конструкций и материалов к месту работы;
- подготовка трассы трубопровода;
- планировочные работы;
- подготовка рабочей зоны согласно правилам промышленной безопасности;
- выставление знаков.

3.1.3. Земляные работы

В состав земляных работ входят:

- оформление отвода земли и разрешительных документов на производство работ в охранной зоне, согласование ведения земляных работ с владельцами коммуникаций, находящихся в одном техническом коридоре или пересекающихся с ОСТ;
- обозначение опознавательными знаками трассы трубопроводов и других подземных коммуникаций в данном техническом коридоре;
- подготовка площадки для производства ремонтных работ, вспомогательных площадок;
- устройство проездов для движения техники не ближе 10 м к оси трубопровода;
- обустройство переездов через трубопровод, оборудованных железобетонными дорожными плитами;
- разработка и обустройство ремонтного котлована/траншеи;
- разработка прямков для врезки вантузов в трубопровод;

					Технологическая часть	Лист
						32
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

- планировка земли на трассе прохождения временных полевых трубопроводов для откачки-закачки нефти и нефтепродуктов (при необходимости);
- устройство мобильных емкостей для временного хранения нефти и нефтепродуктов (или земляных амбаров при проведении аварийных работ) из трубопровода на ремонтируемом участке (при необходимости);
- засыпка ремонтного котлована/траншеи, прямков;
- рекультивация земель на месте проведения ремонтных работ и сдача их землепользователям или землевладельцам с оформлением акта.

Земляные работы должны проводиться в соответствии с проектной документацией, ППР и СП 45.13330.2012, ВСН 31-81, РД 39-00147105-015-98, РД-23.040.00-КТН-073-15.

До начала земляных работ необходимо определить место вскрытия трубопровода, уточнить размеры, произвести разбивку границ котлована/траншеи по принятым размерам относительно оси трубопровода, определить по исполнительной документации, паспорту на трубопровод, материалам диагностирования наличие на участке работ приварных соединений, которые должны быть вскрыты вручную.

До начала земляных работ уточняются и обозначаются знаками ось прохождения, фактическая глубина заложения ремонтируемого трубопровода, места пересечений с подземными коммуникациями, искусственными и естественными препятствиями, вершины углов поворота. Обозначение трассы производится в границах производства работ (движения техники, вскрытия трубопровода, устройства амбара, прокладки полевого трубопровода) опознавательными знаками в виде щитов с надписями- указателями высотой от 1,5 до 2,0 м от поверхности земли (снега в зимнее время), с указанием фактической глубины заложения, установленными на прямых участках трассы не реже чем через 50 м, а при неровном рельефе – через 25 м.

					Технологическая часть	Лист
						33
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Места расположения подземных сооружений сторонних предприятий должны быть обозначены вешками высотой от 1,5 до 2,0 м через каждые 10 м на прямых участках трассы, у всех точек отклонений от прямолинейной оси трассы более чем на 0,5 м, на всех поворотах трассы, а также на границах ручной разработки грунта. В местах пересечения трубопровода с коммуникациями сторонних организаций должен быть установлен знак, содержащий информацию о глубине их залегания. Кроме того, опознавательные знаки устанавливаются в опасных местах (заболоченных, со слабой несущей способностью грунта и т. п.).

В соответствии с СНиП 12-04-2002 место производства работ должно быть ограждено защитными ограждениями.

В соответствии с ППР и типовыми чертежами должны быть оборудованы переезды через действующий трубопровод и другие коммуникации с применением дорожных плит.

Проезды для движения техники должны быть оборудованы не ближе 10 м к оси трубопровода.

До начала проведения ремонта должна быть подготовлена горизонтальная ремонтная площадка. Размеры площадки определяются габаритами механизмов, условиями их обслуживания. При этом механизмы должны находиться на расстоянии не менее 1 м от края площадки.

При сооружении ремонтной площадки при необходимости следует выполнить мероприятия по отводу поверхностных вод путем сооружения отводной (обводной) канавы, водосборного котлована/траншеи или защитной дамбы выше ремонтной площадки.

Последовательность работ при разработке котлована/траншеи:

- выполнить работы по снятию плодородного слоя почвы бульдозером (при необходимости на участках, подлежащих рекультивации);

					Технологическая часть	Лист
						34
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

- вскрыть трубопровод на глубину H от нижней образующей трубопровода для уточнения местоположения дефекта и проведения ДДК;
- разработать грунт вручную непосредственно под трубопроводом;
- провести контроль заложения откосов, отметок дна и габаритов котлована/траншеи;
- оформить акт на выполнение работ.

Толщину плодородного слоя почвы следует уточнять по местоположению дефектных секций на стадии ППР.

Разработка котлована/траншеи должна осуществляться экскаваторами. Для предотвращения повреждения трубопровода ковшом экскаватора минимальное расстояние между образующей трубопровода и ковшом экскаватора должно быть не менее 0,2 м. Разработку оставшегося грунта следует проводить вручную, не допуская ударов по трубе.

Параметры ремонтного котлована/траншеи:

- длина A , м, определяется по формуле

$$A = L + 2, (1)$$

где L – длина ремонтной конструкции или заменяемого участка, м.

Длина A – не менее D_n трубопровода, при этом расстояние от конца ремонтной конструкции или заменяемого участка до прилегающей торцевой стенки котлована/траншеи должно быть не менее 1,5 м;

- ширина ремонтного котлована/траншеи приведена в таблице 1.

Ширина ремонтного котлована/траншеи зависит от величины откоса;

- расстояние от нижней образующей трубы до дна котлована/траншеи при замене участка или установке муфты H , м, определяется по формуле

$$H = 6 \cdot 10^{-1} + Su, (2)$$

где Su – толщина щита на дне котлована/траншеи, м;

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

- расстояние от нижней образующей трубы до дна котлована/траншеи при установке патрубка H , м, определяется по формуле

$$H = v + c + 0,2, (3)$$

где v – высота патрубка с боковым отводом, м; c – высота приспособления для вырезки отверстия, м.

Т а б л и ц а 1 – Ширина ремонтного котлована/траншеи

№ п/п	Откос котлована/ траншеи	Ширина ремонтного котлована/траншеи по низу в зависимости от D_n , м						
		От 159 до 325	426	530	720	820	1020	1220
1	2	3	4	5	6	7	8	9
1	0,25	2,9	3,0	3,1	3,2	3,3	3,5	3,6
2	0,50	2,6	2,6	2,7	2,8	2,8	2,9	3,0
3	0,67	2,3	2,3	2,4	2,4	2,5	2,5	2,6
4	0,75	2,2	2,2	2,2	2,3	2,3	2,4	2,6
5	0,85	2,0	2,0	2,1	2,1	2,2	2,4	2,6
6	1,00	1,8	1,8	1,9	2,1	2,2	2,4	2,6
7	1,25	1,7	1,8	1,9	2,1	2,2	2,4	2,6

Разработка ремонтного котлована/траншеи без откосов не допускается, при разработке котлована/траншеи глубиной до 1,5 м должна быть обеспечена крутизна откосов не менее 1:0,25. При разработке котлована/траншеи глубиной 1,5 м и более. Допустимая крутизна откосов ремонтного котлована/траншеи приведена в таблице в соответствии с СНиП 12-04-2002 (часть 2), в зависимости от состава грунта при уровне грунтовых вод ниже глубины выемки.

Размещение отвалов уточняется по месту в пределах полосы временного отвода земель. Запрещается расположение основания отвала вынутого грунта на расстоянии ближе 1 м от бровки котлована/траншеи.

Таблица 2 – Допустимая крутизна откосов ремонтного котлована/траншеи

№ п/ п	Вид грунта	Глубина траншеи/котлована, м					
		До 1,5		От 1,5 до 3,0		От 3,0 до 5,0	
		Угол откоса	Уклон	Угол откоса	Уклон	Угол откоса	Уклон
1	2	3	4	5	6	7	8
1	Насыпной	56°	1:0,67	45°	1:1,00	38°	1:1,25
2	Песчаные и гравийные	63°	1:0,50	45°	1:1,00	45°	1:1,00
3	Супесь	76°	1:0,25	56°	1:0,67	50°	1:0,85
4	Суглинок	76°	1:0,25	63°	1:0,50	53°	1:0,75
5	Глина	76°	1:0,25	76°	1:0,25	63°	1:0,50
6	Лессовидный сухой	76°	1:0,25	63°	1:0,50	63°	1:0,50
Примечание – При напластовании различных видов грунта крутизна откосов назначается по наименее устойчивому виду от обрушения откоса.							

Недоработка рабочего котлована/траншеи не допускается.
Допускается переработка на величину не более 200 мм.

При наличии кабеля связи все работы (земляные, монтажные и т. д.) выполнять в присутствии представителя владельца кабеля при наличии письменного разрешения, выдаваемого в установленном порядке.

Без согласования и разрешения владельца кабеля выполнять любые работы вблизи кабеля запрещается.

При обнаружении на месте производства работ подземных коммуникаций и сооружений, не указанных в акте передачи строительной площадки, необходимо приостановить работу, принять

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

меры по защите обнаруженных коммуникаций от повреждений, поставить в известность эксплуатирующую организацию и вызвать их представителя. Строительно-монтажные работы могут быть продолжены после получения официального разрешения от представителя эксплуатирующей организации.

Для возможности спуска и быстрого выхода работающих, котлован должен оснащаться инвентарными приставными лестницами, шириной не менее 75 см и длиной не менее 1,25 глубины котлована из расчета по две лестницы на каждую сторону торца котлована.

В ночное время освещение рабочего котлована/траншеи должно осуществляться прожекторами или светильниками во взрывобезопасном исполнении. Для местного освещения необходимо применять светильники напряжением не более 12 В. Допускается использовать аккумуляторные фонари, включать и выключать которые следует за пределами взрывоопасной зоны.

После завершения работ по ремонту, откачки и уборки нефти и нефтепродуктов, восстановления устройств ЭХЗ производится засыпка котлована/траншеи, прямков минеральным грунтом. Засыпка выполняется бульдозерами, допускается использование экскаваторов.

Запрещается использование плодородного слоя почвы для устройства обвалований амбара и засыпки амбара и котлована/траншеи после окончания работ.

Последовательность работ при засыпке котлована/траншеи:

- произвести подсыпку грунта под отремонтированный трубопровод и его послойное уплотнение вручную;
- присыпка трубопровода экскаватором мягким разрыхленным грунтом на высоту выше на 0,2 м от верхней образующей трубопровода с послойным уплотнением (в слое присыпки допускается наличие фракций размером до 30 мм в поперечнике до 35 % от объема присыпки);

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

- засыпать котлован бульдозером;
- спланировать поверхность;
- провести рекультивацию (при необходимости на участках, подлежащих рекультивации).

Запрещается производить засыпку трубы мерзлым и щебенистым грунтом без предварительной подсыпки мягким минеральным грунтом.

На участках, с недостаточным заглублением трубопровода, следует выполнить подсыпку дополнительного грунта в виде валика, обеспечивающего нормативное заглубление трубопровода.

Ширина валика по верху – 2 м, заложение откосов – 1:1,25.

На участок, подлежащий рекультивации, по окончании ремонтных работ следует нанести и спланировать плодородный слой грунта.

При проведении земляных работ запрещается:

- проводить работы без оформления разрешительных документов;
- начинать работы без наличия устойчивой двухсторонней связи с диспетчером филиала;
- проводить земляные работы в отсутствие ответственного за производство работ;
- проезд техники по бровке котлована, траншеи;
- использовать ударный инструмент (кирки, ломы, пневмоинструмент) при обнаружении в местах разработки котлована, траншеи электрокабелей и трубопроводов.

При работе экскаватора запрещается:

- работа экскаватора на свеженасыпанном, не утрамбованном грунте;
- нахождение людей в радиусе 5 м от зоны максимального выдвижения ковша;
- уход из кабины экскаватора при поднятом ковше;
- использование экскаватора в качестве ГПМ;

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

- перестановка экскаватора с наполненным грунтом ковшом;
- использовать в качестве ГПМ, если он не прошел сертификацию в качестве ГПМ и не оборудован приборами безопасности для подъемных сооружений.

При работе бульдозера запрещается:

- залезать в кабину движущегося бульдозера;
- выдвигать нож за бровку откоса котлована;
- приближаться гусеницами бульдозера к бровке свежей насыпи ближе 1 м;
- производить засыпку трубы мерзлым грунтом без предварительной подсыпки мягким минеральным грунтом (в слое присыпки допускается наличие фракций размером до 30 мм в поперечнике до 35 % от объема присыпки);
- производить засыпку без проверки отсутствия в котловане людей;

При перерыве в работе машинист бульдозера должен опустить нож на землю.

Запрещается выполнять работы в котлованах, траншеях, приямках, в том числе по контролю соответствия параметров котлована, траншеи, приямки требованиям нормативных документов, до получения от машиниста землеройной техники информации о готовности котлована, траншеи, приямка к проведению последующих этапов работ.

Разработку ремонтного котлована/траншеи на участках с высоким уровнем грунтовых вод необходимо осуществлять с понижением уровня воды способами открытого водоотлива, дренажа.

Для водоотлива в котловане должен быть устроен приямок, размерами 1,0×1,0 м или дренажная канава сечением 1,0×0,5 м, закрываемые настилом, металлической или деревянной решеткой.

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

Решетка должна иметь размеры ячеек, обеспечивающие безопасные условия при выполнении ремонтных работ в котловане. Ремонтный котлован подготавливается по мере откачки и понижения уровня грунтовых вод.

Режим водоотлива должен быть таким, чтобы постоянно поддерживать уровень воды ниже основания котлована/траншеи до окончания ремонтных работ.

Для водоотлива предусматривается водоотливной насос производительностью от 16 до 25 м³/ч.

Работы по открытому водоотливу и искусственному понижению уровня грунтовых вод должны производиться в соответствии с СП 45.13330.2012.

При водопонижении дно котлована/траншеи следует выложить деревянными инвентарными щитами.

Вскрытие трубопровода в водонасыщенных грунтах следует начинать с пониженных мест для спуска и откачки воды.

При производстве работ в водонасыщенных грунтах в условиях минусовых температур разработку грунта котлована/траншеи следует производить слоями методом «вымораживания».

На болотах I и II типа ремонтный котлован может быть сооружен одним из способов:

- с креплением стенок котлована/траншеи;
- комбинированным методом — с креплением стенок котлована/траншеи и устройством дренажного отвода воды.

Стенки ремонтного котлована/траншеи укрепляются деревянными или металлическими шпунтами, шпунтами из профилированной стали, сваями или другими средствами.

Погружение шпунтов может проводиться:

- забивкой механизированным способом с применением ручной электротрамбовки, вибропогружателя, вибромолотов, гидромолотов;

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

- размывом болотной массы на месте погружения шпунтов до минерального грунта с применением гидромониторов, поливочных машин и других технических средств, которые обеспечивают подачу воды под давлением. После этого должна осуществляться добивка шпунтов.

Вокруг котлована/траншеи следует создавать обвалование для предотвращения перетока болотной массы и поверхностных вод.

Перечень оборудования и приспособлений, необходимых для проведения работ по погружению шпунта, зависит от принятого метода и указывается в ППР.

На болотах I и II типов, где затруднена откачка воды и болотной массы из котлована/траншеи, должны применяться РГК. Доработка обводненного котлована для установки РГК проводится водолазами с применением гидромонитора.

Земляные работы на болотах I типа должны осуществляться одноковшовыми экскаваторами на базе болотохода или обычными гусеничными экскаваторами с применением перекидных сланей или щитов.

На болотах II типа – специальными болотными экскаваторами или обычными экскаваторами на понтонах, на болотах III типа – экскаваторами на понтонах.

Разработка и засыпка ремонтного котлована/траншеи в скальном грунте осуществляется с дополнительной защитой трубопровода футеровочной рейкой.

Разработка котлована/траншеи в скальном грунте выполняется в следующей последовательности:

- вскрыть трубопровод на расстоянии не более 0,2 м то верхней образующей. Разработку скального грунта производить экскаватором со специальным навесным оборудованием (гидравлическим рыхлителем) или отбойным молотком с последующей выемкой с помощью экскаватора;

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

- вручную разработать мягкий минеральный грунт вокруг трубопровода на расстояние не менее 0,2 м;
- уточнить местоположения дефекта;
- произвести защиту трубопровода футеровочной рейкой;
- доработать ремонтный котлован на глубину 0,6 м от нижней образующей трубопровода для проведения ДДК. Разработку скального грунта ударными инструментами производить только после защиты трубопровода футеровочной рейкой;
- провести контроль заложения откосов, отметок дна и габаритов котлована.

Перед засыпкой котлована/траншеи в скальном грунте на трубопровод монтируется футеровка.

3.1.4. Очистные работы

Перед установкой ремонтных муфт необходимо тщательно подготовить металлическую поверхность трубопровода, освободив ее от изоляционного покрытия, кроме эпоксидноокрашенной трубы. В случае с эпоксидноокрашенной трубой очистка участка поверхности трубопровода проводится на этапе пескоструйной обработки. Очистка поверхности трубопровода от изоляционного покрытия, следов коррозии и грязи производится только мелким ручным инструментом (ручные скребки, металлические щетки, напильники). Длина очищенного участка должна превышать длину устанавливаемой муфты на 300–400 мм (150–200 мм с каждой стороны). Очистка трубы в зоне дефекта производится ручной металлической щеткой. Острые выступы, заусенцы и брызги металла должны срубаться зубилом. Контроль качества очистки производится визуально без применения увеличительной оптической техники. На очищенной поверхности не должно быть острых выступов, заусенцев, брызг металла, а также остатков изоляции и защитного покрытия. Во время очистки трубопровода рабочий обязан использовать

					Технологическая часть	Лист
						43
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

средства индивидуальной защиты согласно типовым отраслевым нормам: очки защитные, шлем защитный, костюм защитный, обувь, перчатки специальные. Применяемое оборудование и материалы: ручные скребки, металлические щётки, напильники, молоток, зубило.

3.1.5. Сборочно-сварочные работы

Сборка ремонтных конструкций П2 выполняется в следующей последовательности:

- отмечают маркером (мелом) границы и центр дефекта на трубопроводе, границы муфты симметрично относительно центра дефекта;
- уточняют границы участка удаления изоляции и при необходимости удлиняют их;
- проводят ВИК участка трубы, выходящего за границы муфты на 100 мм в каждую сторону;
- на теле трубы производят разметку кольцевых угловых швов «муфта – труба»;
- проводят неразрушающий контроль методами ПВК и УЗК в обе стороны от линии сварки на расстоянии 50 мм. При наличии в контролируемой зоне недопустимых поверхностных или внутренних дефектов (расслоений) приварка муфты к трубе запрещается [6];
- очищают муфту от ржавчины пескоструйной (дробеструйной) обработкой или металлической щеткой. Дефекты в виде трещин, закатов, вмятин на поверхности муфт не допускаются. Устраняют в процессе зачистки дефекты, выявленные на муфте в виде царапин и задиров глубиной более 0,2 мм и не превышающие 5 % толщины стенки муфты. Толщина стенки муфты в местах зачистки не должна выходить за пределы минусового допуска;
- проверяют фактическую толщину стенки муфты ультразвуковым толщиномером, а размеры кромок шаблоном сварщика;

					Технологическая часть	Лист
						44
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

- проводят очистку кромок и прилегающих к ним наружной и внутренней поверхности муфт на длину не менее 20 мм до чистого металла;

- удаляют шлифовкой выпуклость заводских продольных сварных швов в месте установки муфты (с учетом технологических колец) до величины от 0,5 до 1,0 мм под муфтой и на расстоянии не менее 40 мм от торцов муфты;

- выполняют прихватку сваркой подкладных пластин к одной полумуфте со стороны разделки кромки продольного шва для исключения приварки муфты к основной трубе трубопровода. Подкладные пластины выполняют из малоуглеродистой стали (Ст 3, сталь 10, сталь 20 по ГОСТ 1577) толщиной от 1,0 до 1,2 мм и шириной от 35 до 40 мм по всей длине продольных швов. Прихватки устанавливают с шагом 300 мм, длина прихватки от 10 до 15 мм. Дальнейшую сборку конструкции полумуфты выполняют на трубе.

Подкладка должна выступать с каждой стороны продольного стыка на величину не более от 30 до 40 мм. Перекос подкладки от оси шва не допускается. Запрещается приварка продольного шва муфты к трубопроводу;

- устанавливают на трубе две полумуфты, производят их сборку и фиксацию на трубе. При установке на трубу муфта должна перекрывать дефект на расстоянии не менее 100 мм с каждой стороны. Продольные швы муфты, центрального кольца и технологических колец должны быть смещены относительно друг друга и продольных швов трубопровода на расстояние не менее 100 мм. Расстояние между началом (концом) муфты и кольцевым стыком на трубопроводе должно быть не менее 100 мм. Расстояние между началом (концом) муфты (с учетом технологического кольца) и ближайшим дефектом должно быть достаточным для его устранения. Сборку муфты и ее фиксацию на трубе следует производить с помощью наружных звенных центраторов или

					Технологическая часть	Лист
						45
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

гидравлических цепных приспособлений. Количество сборочных приспособлений определяется длиной муфты, но не менее двух на каждый метр длины. При установке муфты на трубу запрещается наносить удары кувалдой или другими предметами с целью получения необходимого обжатия;

- выполняют контроль величины зазора и смещения стыкуемых кромок одновременно с зазором между стенками муфты и основной трубой трубопровода по всему периметру. Стыки под сварку должны собираться с зазорами от 2 до 4 мм. Смещение стыкуемых кромок муфты не должно превышать 20 % толщины стенки, но не более 3 мм. Муфта или ее элементы должны плотно прилегать по периметру трубы или с зазором не более 3 мм для муфт с толщиной стенки до 19 мм и более 5 мм – для муфт с толщиной стенки более 19 мм. Для достижения необходимого технологического зазора, допускается резка продольной кромки полумуфт путем газовой резки с последующим удалением следов резки на глубину не менее 1 мм до чистого металла;

- производят предварительный подогрев продольных кромок муфты непосредственно перед прихваткой. Предварительный подогрев следует производить с использованием индукционных подогревателей или газовых горелок, указанных в операционно-технологической карте сборки и сварки ремонтных конструкций и согласованных со службой охраны труда. Ширину зоны нагрева по оси стыка не менее 80 мм. Температуру подогрева контролируют контактными (или бесконтактными) термометрами. Контрольные измерения температур выполняются не менее, чем в трех точках в зависимости от длины продольного стыка;

- производят прихватку продольных стыков по длине муфты. Длина прихваток должна быть от 60 до 100 мм. Прихватки выполняют равномерно по длине стыка. Количество прихваток определяют длиной продольного стыка, но не менее 3 шт. Концы каждой прихватки

					Технологическая часть	Лист
						46
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

запиливают шлифовальной машинкой. Прихватки должны обеспечить гарантированное проплавление кромок, нормативные зазоры и смещение кромок. Прихватки с недопустимыми дефектами удаляют шлифовальной машинкой и заваривают вновь. Сборку полуколец на трубе следует выполнять с помощью центраторов в соответствии со схемой сборки продольных стыков полумуфт;

- приварить выводные планки для предотвращения образования дефектов на концах сварных швов;

- при сборке на трубе ремонтных конструкций П2, после выполнения сварки продольных стыковых швов и угловых швов «муфта – труба», дополнительно выполняют установку технологических полуколец.

Перед монтажом технологических полуколец на основной трубе следует выполнять обработку углового сварного шва «муфта – труба» с помощью шлифовальной машинки для обеспечения требуемой геометрии разделки кромок.

В процессе сборки должен быть обеспечен зазор в стыке «муфта-технологическое кольцо» в диапазоне от 2 до 4 мм.

3.1.6. Изоляционные работы

Нанесение изоляционного покрытия на основе изоляционных полимерных лент. Изоляционные ленты следует наносить на нефтепровод по свеженанесенной не высохшей грунтовке или после высыхания грунтовки «до отлипа» в соответствии с требованиями нормативно-технической документации на эти материалы.

Изоляционные ленты и обертки необходимо наносить без гофр, перекосов, морщин, отвисаний с величиной нахлеста для однослойного покрытия - не менее 3 см, для двуслойного - 50 % ширины ленты плюс 3 см. Для обеспечения плотного прилегания лент и обертки по всей защищаемой поверхности и создания герметичности в нахлесте необходимо постоянное натяжение материала с усилием.

					Технологическая часть	Лист
						47
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Защитные обертки, не имеющие прочного сцепления с изоляционным покрытием трубопровода, должны быть закреплены в конце полотнища, а при необходимости через 10...12 м. Для закрепления оберток следует использовать специальные бандажы, клеи и т.п.

Нанесение изоляционного покрытия на основе битумных изоляционных мастик. Изоляционное покрытие на битумной основе следует наносить на нефтепровод сразу же после высыхания грунтовки «до отлипа».

Битумную мастику следует наносить по периметру и длине нефтепровода ровным слоем заданной толщины без пузырей и посторонних включений.

Армирование битумного покрытия стеклохолстом и обертку защитными рулонными материалами необходимо производить без гофр, морщин и складок.

Толщина наносимого битумного изоляционного слоя, его сплошность и прилипаемость, степень погружения стеклохолста в мастичный слой зависят в основном от вязкости мастики, которую регулируют изменением температуры в ванне изоляционной машины в зависимости от температуры окружающего воздуха.

Нанесение изоляционного покрытия «Пластобит-40».

Покрытие «Пластобит-40» следует наносить в соответствии с требованиями.

Покрытие «Пластобит-40» следует наносить на нефтепровод при температуре окружающего воздуха не ниже минус 25°C.

Пластифицированная битумная мастика должна наноситься на очищенную поверхность нефтепровода по свеженанесенной грунтовке. Мастичный слой должен наноситься ровным слоем заданной толщины без пузырей и посторонних включений.

Намотка поливинилхлоридной ленты должна производиться сразу же по слою горячей мастики без гофр, морщин, перекосов и отвисаний.

					Технологическая часть	Лист
						48
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Выдавливание и утонение битумного слоя от усиленного натяга ленты не допускается. Величина нахлеста должна быть не менее 20...25 мм.

Нанесение обертки для защиты покрытия «Пластобит-40» от механических повреждений должно осуществляться без гофр, морщин, перекосов, отвисаний.

Нанесение других изоляционных покрытий следует осуществлять в соответствии с требованиями технологических инструкций по применению.

3.2. Контроль качества и приемка ремонтных работ

В качестве обязательных методов неразрушающего контроля участков трубопровода под установку ремонтных конструкций и сварных соединений ремонтных конструкций устанавливаются: ВИК, ПВК, УЗК и РК.

ВИК применяется:

- для выявления и измерения поверхностных дефектов участков трубопровода под установку ремонтных конструкций;
- проверки соответствия геометрических параметров сварных соединений требованиям нормативных документов;
- обнаружения поверхностных (выходящих на поверхность) и сквозных дефектов сварных соединений типа трещин, подрезов, несплавлений, не заваренных кратеров, прожогов, пор, неметаллических включений, определения их расположения и размеров.

Капиллярный контроль проводится на тех участках трубопровода, сварных соединениях, которые признаны годными по результатам ВИК.

Капиллярный метод применяется для обнаружения поверхностных (выходящих на поверхность) и сквозных дефектов типа трещин, свищей, подрезов, несплавлений, не заваренных кратеров, прожогов, неметаллических включений, расслоений и определения их расположения, протяженности и ориентации по поверхности.

					Технологическая часть	Лист
						49
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Ультразвуковой контроль проводится на тех участках трубопровода и сварных соединениях, которые признаны годными по результатам ВИК.

Ультразвуковой контроль применяется:

- для измерения остаточной толщины стенки трубы на участках наружных коррозионных и механических повреждений трубы, а также в зонах размещения сварных швов ремонтных конструкций для выявления потерь металла на внутренней поверхности трубы и расслоений. Контроль толщины стенки по периметру трубы выполняют через каждые 50 мм на участке шва и на расстоянии 50 мм от его границы, для швов заварки – на расстоянии 70 мм от границ коррозионного или механического повреждения;

- выявления внутренних и выходящих на поверхность протяженных (ими могут быть: трещины, расслоения, непровары, несплавления, подрезы, цепочки скопления пор и включений) и не протяженных (ими могут быть: одиночные газовые поры, шлаковые включения) дефектов.

РК проводится на сварных соединениях приварки запорных устройств при установке патрубков и приварке «катушек».

РК применяется для выявления внутренних и выходящих на поверхность дефектов, таких как: газовые поры, шлаковые включения, непровары, несплавления, трещины, подрезы.

Неразрушающий контроль качества металла трубы и сварных соединений ремонтных конструкций следует выполнять в соответствии с требованиями РД-25.160.10-КТН-016-15.

Участки трубопровода под установку ремонтных конструкций, все сварные соединения подвергаются неразрушающему контролю. Методы и объемы неразрушающего контроля металла трубы и сварных соединений приварки ремонтных конструкций приведены в таблице.

					Технологическая часть	Лист
						50
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Таблица 3 – Методы и объемы неразрушающего контроля металла трубы и сварных соединений приварки ремонтных конструкций

№ п/п	Участок трубопровода	Методы неразрушающего контроля и объемы их применения, %			
		ВИК	ПВК	УЗК	РК
1	2	3	4	5	6
1	Неразрушающий контроль участков трубопровода на этапе выбора места под установку ремонтной конструкции				
1.1	Участок трубы, выбранный под установку ремонтной конструкции	100	—	—	—
1.2	Измерения толщины стенки трубы в зоне размещения сварных швов будущей ремонтной конструкции	—	—	100	—
1.3	Участки трубы в зоне размещения сварных швов будущей ремонтной конструкции	—	100	100	—
2	Неразрушающий контроль сварных соединений ремонтной конструкции				
2.1	Продольные стыковые швы сварки полумуфт	100	—	100	—
2.2	Завершенный шов углового соединения приварки патрубка к муфте и основной трубе; кольцевые угловые швы нахлесточных соединений приварки муфты/усиливающей накладки к основной трубе	100	100	100	—
2.3	Угловое сварное соединение приварки патрубка к трубопроводу	100	100	100	—
2.4	Участки заварки коррозионных и механических повреждений поверхности труб	100	100	100	—
2.5	Кольцевой шов стыкового сварного соединения «патрубок – эллиптическое днище (заглушка)», патрубка к ответвлению разрезного тройника	100	—	100	100
2.6	Кольцевой стыковой шов составных муфт, П1, П1ВД, П1П7, П1В приварка запорного устройства (или фланца для установки запорного устройства) к патрубку	100	—	100	—
2.7	Сварной шов заварки чопика	100	100	—	—

Неразрушающий контроль участков трубопровода на этапе выбора места под установку ремонтной конструкции выполняется в следующей последовательности:

- ВИК участка трубопровода под установку ремонтной конструкции;

- ПВК участка трубопровода под установку ремонтной конструкции и не имеющего (или имеющего только допустимые) поверхностные дефекты в зоне размещения сварных соединений ремонтной конструкции;

- УЗК толщины стенки трубы для выявления потерь металла на внутренней поверхности трубы;

- УЗК металла трубы на наличие дефектов типа расслоений и трещин.

Длина участка трубопровода при проведении ВИК должна превышать длину ремонтной конструкции не менее чем на 100 мм в каждую сторону, и должна быть указана в соответствующей операционной технологической карте контроля. Размеры дефектов измеряют с помощью штангенциркуля, металлической линейки, рулетки и шаблона сварщика.

Зона контроля при проведении ПВК и УЗК должна быть не менее 50 мм в обе стороны от границы сварного шва и должна быть указана в соответствующей операционной технологической карте контроля.

Неразрушающий контроль сварных соединений при установке ремонтной конструкции выполняется в следующей последовательности:

- контроль завершенных сварных соединений: кольцевых угловых швов нахлесточных соединений приварки муфты к основной трубе, кольцевых угловых швов приварки патрубков узлов врезки и вантузов: ВИК, ПВК, УЗК;

- контроль завершенных сварных соединений продольных стыковых швов сварки полумуфт: ВИК, УЗК;

- контроль участков заварки коррозионных и механических повреждений поверхности труб: ВИК, ПВК, УЗК;

					Технологическая часть	Лист
						52
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

- контроль участков заварки чопиков: ВИК, ПВК.
- периодичность технического диагностирования ремонтных конструкций, смонтированных на трубопроводах, сроки представления данных, и оформления сведений о техническом состоянии ремонтных конструкций должны соответствовать требованиям РД-19.100.00-КТН-266-14.
- техническое диагностирование ремонтных конструкций проводится лабораторией неразрушающего контроля, аттестованной в установленном порядке.
- нормы дефектности при различных методах контроля должны соответствовать требованиям РД-19.100.00-КТН-016-15 и раздела 7.
- методы и объемы неразрушающего контроля сварных швов приварных ремонтных конструкций приведены в таблице. Контроль производится неразрушающими методами – ВИК, УЗК, ПВК и РК.
- зона контроля при проведении УЗК должна быть не менее 50 мм в обе стороны от границы сварного шва.

3.3. Требования охраны труда, промышленной, пожара и взрывобезопасности.

Организация и производство земляных работ должны соответствовать требованиям РД-13.100.00-КТН-260-14 и РД-23.040.00-РД-073-15.

Производство земляных работ при проведении ремонта, связанного с выходом нефти и нефтепродуктов или их паров в зоне работ, должно проводиться с оформлением наряд-допуска на газоопасные работы.

Организация и безопасное проведение сварочных ремонтных работ на эксплуатируемых трубопроводах при расчетных допустимых давлениях осуществляется в соответствии с требованиями, РД-13.110.00-КТН-260-14, РД-13.220.00-КТН-148-15, РД-23.040.00-КТН-073-15.

					Технологическая часть	Лист
						53
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

4. РАСЧЕТНАЯ ЧАСТЬ

4.1. Расчет толщины стенки магистрального нефтепровода

Характеристика ремонтируемого участка:

- Нефтепровод $\varnothing$ 1220 мм;
- Сталь 17Г1С-У;
- ТУ 14-3-602-77;
- Рабочее давление 6,5 кгс/см²
- Расчетный температурный перепад примем $\Delta t = 40^\circ\text{C}$;

Таблица 4 – Параметры толщины стенки

№ п/п	Параметры	Ед. изм.	Показатель
1	Диаметр нефтепровода	мм	1220
1.1	Толщина стенки	мм	11
1.2	Толщина стенки	мм	12
1.3	Толщина стенки	мм	13
1.4	Толщина стенки	мм	14
1.5	Толщина стенки	мм	15

Расчетное сопротивление растяжению (сжатию) материала трубы R_1 , кгс/см² определяется по формуле

$$R_1 = \frac{R_1^H \cdot m}{k_1 \cdot k_H}, \quad (4)$$

где R_1^H – нормативное сопротивление растяжению (сжатию), принимаемое равным минимальному значению временного сопротивления $\sigma_{вр} = 5200$ кгс/см²; m – коэффициент условий работы трубопровода [7]; k_1 – коэффициент надежности по материалу; k_H – коэффициент надежности по назначению трубопровода.

$$R = \frac{5200 \cdot 0,9}{1,47 \cdot 1,05} = 3032,07 \text{ кгс/см}^2. \quad (5)$$

					«Разработка организационно-технических мероприятий по восстановлению магистрального нефтепровода с применением ремонтных конструкций на примере объекта в Томской области»			
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата				
Разраб.		Соловьёв Р.Н.						
Руковод.		Брусник О.В.			Расчетная часть	Лит.	Лист	Листов
Рук-ль ООП		Чухарева Н.В.					54	88
						Отделение нефтегазового дела Группа 3-2Б8А2		

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

$$\delta = \frac{n_p \cdot P \cdot D_n}{2 \cdot (R_1 + n_p \cdot P)}, \quad (6)$$

где P – рабочее давление, МПа;

D_n – наружный диаметр трубы, мм;

n_p – коэффициент надёжности по нагрузке от внутреннего давления.

$$\delta = \frac{1,15 \cdot 6,5 \cdot 122}{2 \cdot (3032,07 + 1,15 \cdot 6,5)} = 1,468 \text{ см} = 14,68 \text{ мм}. \quad (7)$$

Полученное значение толщины стенки округляем до ближайшего в большую сторону по сортаменту равное 15 мм.

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

$$\delta = \frac{n_p \cdot P \cdot D_n}{2 \cdot (R_1 \psi_1 + n_p \cdot P)} \quad (8)$$

где ψ_1 – коэффициент, учитывающий двухосное напряженное состояние металла труб определяемый по формуле:

$$\psi_1 = \sqrt{1 - 0,75 \left[\frac{\sigma_{np.N}}{R_1} \right]^2} - 0,5 \left[\frac{\sigma_{np.N}}{R_1} \right] \quad (9)$$

где $\sigma_{np.N}$ – продольное осевое сжимающее напряжение в трубопроводе от расчетных нагрузок и воздействий, МПа определяемое по формуле:

$$\sigma_{np.N} = 0,15 \frac{n_p \cdot P \cdot D_{вн}}{\delta} - \alpha \cdot E \cdot \Delta t, \quad (10)$$

где $E = 2,1 \cdot 10^6$ – модуль упругости металла, кгс/см²; $D_{вн} = D_n - 2\delta = 1220 - 2 \cdot 15 = 1190$ – внутренний диаметр трубы, мм; $\alpha = 12 \cdot 10^{-6}$ – коэффициент линейного расширения металла трубы, 1/С°.

$$\sigma_{np.N} = 0,15 \cdot \frac{1,15 \cdot 6,5 \cdot (122 - 2 \cdot 1,52)}{1,52} - 12 \cdot 10^{-6} \cdot 2,1 \cdot 10^6 \cdot 40 = -130,47 \text{ кгс/см}^2.$$

Знак “минус” последнего результата указывает на наличие продольных осевых сжимающих напряжений, поэтому необходимо определить значение коэффициента ψ_1 , учитывающего двухосное

					Расчетная часть	Лист
						55
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

напряженное состояние металла труб.

Температурный перепад при замыкании трубопровода в холодное время года: $\Delta t = t_s - t_{\phi}$, (11),

где t_s – максимальная температура стенок трубы в процессе эксплуатации, равная температуре продукта 10°C ; t_{ϕ} – температура ремонта трубопровода, равная минус 30°C ;

$$\delta = \frac{\Delta t = 10 - (-30) = 40^{\circ}\text{C} \cdot 1,15 \cdot 6,5 \cdot 122}{2(3032,07 \cdot 0,97779 + 1,15 \cdot 6,5)} = 1,50 \text{ см.} \quad (12)$$

Принимаем толщину стенки трубопровода равную 15,0.

4.2. Расчет геометрических параметров ремонтной муфты

Длина муфты L_M , в миллиметрах, определяется исходя из длины дефекта $L_{\text{деф}} = 400$ мм в осевом направлении и наружного диаметра трубопровода $D_H = 1220$ мм и должна быть: не менее $(L_{\text{деф}} + D_H)$ для всех дефектов, кроме дефектов кольцевого сварного шва, дефектов, ориентированных в окружном направлении, продольных трещин и внутренней коррозии (расстояние от края муфты до края дефекта должно быть не менее $0,5D_H$). Для ремонта выбирают муфту по длине из типового ряда 1000; 1500; 2000; 2500; 3000; 3500 мм (ближайший больший размер). В случае если длина требуемой для ремонта муфты превышает 3500 мм, то применяют составную муфту, состоящую из нескольких муфт, расположенных встык друг с другом и соединенных между собой кольцевым сварным швом. Длина составной муфты не должна превышать 10,5 м

$$L_M = L_{\text{деф}} + D_H = 400 + 1220 = 1620 \text{ мм.}$$

Принимаем $L_M = 2000$ мм. Номинальный внутренний диаметр муфты $D_{BH} = 1262$ мм. Расстояние между трубой и установленной на ней муфтой в любой точке кольцевого зазора должно быть не менее 6 мм и не более 40 мм. Расстояние между отдельно установленными муфтами должно быть не менее 150 мм. Толщина стенки муфты должна быть равна или больше на 20 – 30 % толщины стенки ремонтируемой трубы, при этом прочностные характеристики металла муфты должны быть не ниже характеристик прочности металла трубы.

					Расчетная часть	Лист
						56
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ

Транспортировка нефти по нефтепроводам относится к промышленным объектам с потенциальной угрозой профессиональных заболеваний и отравлений, возникающих во время различных работ и эксплуатации объектов сферы. В ходе исследования условий, технологий эксплуатации и проведения работ, с учетом местоположения, Парабельский район, Томской области, существует риск воздействия вредных и опасных производственных факторов, негативного влияния на окружающую среду и возникновения чрезвычайных ситуаций.

Надежная и эффективная работа магистрального нефтепровода зависит от характеристик надежности, которые закладываются на стадии проектирования и строительства и поддерживаются на стадии эксплуатации путем технического обслуживания и ремонта.

В данном разделе проведен анализ ОВПФ при проведении ремонтных работ на магистральном нефтепроводе, возможное влияние используемого оборудования, сырья, энергии, продукции и условий работы на человека и окружающую среду; техника безопасности при работе с оборудованием и действия при чрезвычайных ситуациях.

Ввиду обширности применения данного метода транспортировки нефти, актуальность не оспорима, и целью данного раздела выпускной квалификационной работы является идентификация и анализ указанных опасностей в рабочей зоне.

Магистральный нефтепровод «Александровское – Анжеро-Судженск», участок 220-221 км. Предназначен для транспортировки нефти.

Техническая характеристика магистрального нефтепровода (МН):

– диаметр трубопровода и толщина стенки - 1220х15мм;

					«Разработка организационно-технических мероприятий по восстановлению магистрального нефтепровода с применением ремонтных конструкций на примере объекта в Томской области»				
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата					
Разраб.		Соловьёв Р.Н.			Социальная ответственность	Лит.	Лист	Листов	
Руковод.		Брусник О.В.					57	88	
Рук-ль ООП		Чухарева Н.В.				Отделение нефтегазового дела Группа 3-2Б8А2			

- максимальное рабочее давление – 10 МПа;
- температура перекачиваемой нефти – от +5 до +30 °С.

На рассматриваемом участке нефтепровода постоянно действующего производственного персонала нет. Производственный персонал может находиться в зоне действия поражающих факторов во время производства строительных работ по различному ремонту МН и планового обслуживания.

Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности

В области охраны труда и безопасности жизнедеятельности трудовую деятельность регламентируют следующие правовые, нормативные акты, инструктивные акты в области охраны труда и отраслевые документы:

- 1) Закон об основах охраны труда в РФ №181-ФЗ от 17.07.1999 г (с изменениями от 20 мая 2002 г., 10 января 2003 г., 9 мая, 26 декабря 2005 г.).
- 2) Федеральный закон о промышленной безопасности опасных производственных объектов 116-ФЗ от 21.07.1997 г. с изменениями от 7.08.2000 г.
- 3) Трудовой кодекс №197-ФЗ (с изм. и доп., вступ. в силу с 13.04.2014).
- 4) Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности ПБ 08-624-03.
- 5) Инструкции по технике безопасности предприятия.
- 6) Порядок разработки деклараций безопасности промышленного объекта РФ. МЧС, Госгортехнадзор №222/59 от 4.04.1996 г.
- 7) ГОСТ 12.0001-82 ССБТ «Система стандартов безопасности труда».
- 8) ОСТ 51.81.82 ССБТ «Охрана труда в газовой промышленности».
- 9) Санитарные нормы проектирования промышленных предприятий. СНиП .21/2.11.567-96 от 31.10.1996 г.
- 10) Закон о пожарной безопасности №69-ФЗ, принят 21.12.1994 г (с дополнениями и изменениями от 22.08.1995 г, от 18.04.1996г, от 02.01.1998 г, от 11.2000 г. от 27.12.2000 г.).

					Социальная ответственность	Лист
						58
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

11) Пожарная охрана предприятий. Общие требования. НБТ - 201-96, утв. 01.03.1992г.

12) Правила пожарной безопасности РФ ППБ-01-93. МВД РФ 14.12.1993 г., дополнения к ним от 25.07.1995 г.

Производственная безопасность

Для целостного представления об источниках вредностей и опасностей и всех основных выявленных вредных и опасных факторах на рабочем месте, ниже представлена таблица.

Таблица 5 – Основные элементы производственного процесса, формирующие опасные и вредные факторы при выполнении ремонтных работ на магистральном нефтепроводе

Факторы	Этапы работ			Нормативные документы
	Разработка	Изготовление	Эксплуатация	
Вредные факторы:				
1.Повышенный уровень шума	+	+	+	ГОСТ 12.1.003-2014 ССБТ. Шум. Общие требования безопасности
2.Повышенная загазованность воздуха	+	+	+	ГОСТ 12.1.010-76 ССБТ. Взрывобезопасность. Общие требования
3.Тяжесть и напряженность физического труда	+	+	+	ГОСТ 12.4.011-89 ССБТ. Средства защиты работающих. Общие требования и классификация
Опасные факторы:				
4.Движущиеся машины и механизмы оборудования на производстве	+	+	+	ГОСТ 12.2.003-91 ССБТ. Оборудование производственное. Общие требования безопасности
5.Производственная безопасность связанная с электрическим током	+	+	+	ГОСТ 12.1.007-76 ССБТ. Вредные вещества. Классификация и общие требования безопасности.
6.Взрыво – и пожароопасность.		+	+	

Идентификация потенциальных опасных и вредных производственных факторов (ОВПФ) проводится с использованием классификации. Название вредных и опасных производственных факторов в работе соответствуют приведенной классификации.

Мероприятия по снижению воздействия опасных и вредных производственных факторов и предотвращению риска аварий на опасном производственном объекте

Все операции на каждой стадии ремонта должны проводиться под контролем (с обязательным присутствием) представителей технадзора.

При производстве работ в охранной зоне действующих нефтепроводов следует обратить особое внимание на обеспечение их безопасной эксплуатации, особенно при выполнении земляных работ и движения на объекте строительной техники.

Определение местоположения и технического состояния подземного (подводного) нефтепровода производится в границах зоны производства работ. До закрепления трассы знаками ведение работ НЕ ДОПУСКАЕТСЯ!

При выполнении работ по ремонту нефтепровода взрывопожаробезопасность обеспечивается соблюдением общих мер пожаробезопасности и применением взрывозащищенного оборудования в соответствии с ВППБ 01-04-98.

Весь персонал подрядной организации должен иметь допуск к производству работ (аттестацию и проверку знаний промышленной безопасности). Аттестация персонала подрядчика проводится в аттестационных комиссиях территориального органа Ростехнадзора. Проверка знаний проводится в соответствии с требованиями нормативных правовых актов в области защиты населения и территорий от чрезвычайных ситуаций, экологической безопасности и охраны труда, а также по вопросам, охватывающим непосредственную деятельность аттестуемого.

Все работающие на ремонте нефтепровода должны быть обучены правилам охраны труда и иметь удостоверения о сдаче экзаменов, кроме

					Социальная ответственность	Лист
						60
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

того, должны пройти инструктаж по технике безопасности на рабочем месте с учетом особенностей данного объекта.

При изменении условий труда непосредственный руководитель работ (мастер) должен вновь провести инструктаж по технике безопасности с учетом новых производственных условий.

Перед началом работ в охранной зоне всем рабочим бригады выдается наряд-допуск, в котором должны быть указаны мероприятия, обеспечивающие безопасность работ.

Все рабочие должны быть обеспечены спецодеждой, спецобувью и другими средствами индивидуальной защиты, в соответствии с Постановлением от 26.12.1997 № 67 «Об утверждении типовых отраслевых норм бесплатной выдачи работникам специальной одежды, специальной обуви и других средств индивидуальной защиты».

На месте производства работ должны быть выделены помещения или места для размещения аптечек с медикаментами, носилок, фиксирующих шин и других средств для оказания первой помощи пострадавшим.

Категорически запрещается допускать к работе заболевших и лиц в нетрезвом состоянии.

Применяемое электрооборудование должно быть выполнено во взрывозащищенном исполнении, уровень взрывозащиты должен соответствовать требованиям ПУЭ, а вид взрывозащиты – категории и группе взрывоопасных смесей. Во взрывоопасных зонах запрещается использование электрооборудования, электропроводок, инструмента и приборов, не соответствующих требованиям ПУЭ, с нарушениями элементов взрывозащиты и не имеющих знаков взрывозащиты.

Все грузоподъемные механизмы должны иметь непросроченное техническое освидетельствование на применение на весь период строительства согласно ПБ 10-382-00 (с попр. 2001). Техническое освидетельствование должно проводиться согласно руководству по эксплуатации грузоподъемного механизма.

					Социальная ответственность	Лист
						61
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Эксплуатация машин и механизмов должна производиться в соответствии с инструкциями по их эксплуатации. На машинах и механизмах должны быть исправные огнетушители, лопаты, брезент и кошма.

При перевозке техники на трейлере до объекта необходимо соблюдать следующие требования:

- следить, чтобы не было посторонних лиц в зоне погрузки и выгрузки;
- поставить трейлер на тормоза и подложить под колеса инвентарные башмаки (клинья) при погрузке и выгрузке;
- подложить башмаки впереди и сзади под гусеницы заехавшего на платформу механизма;
- запрещается перевозить механизмы на трейлере в гололедицу;
- запрещается во время транспортировки механизма на трейлере кому-либо находиться на его платформе, а также на самом механизме;
- лица, участвующие при перевозке механизмов, должны ехать в кабине тягача или в отдельном автомобиле.

Персонал, занятый на ремонте нефтепровода, должен быть обучен правилам и приемам оказания первой (доврачебной) помощи. При несчастном случае необходимо оказать первую помощь пострадавшему, вызвать скорую медицинскую помощь, сообщить об этом непосредственному начальнику и сохранить без изменения обстановку на рабочем месте по расследованию, если она не создает угрозу для работающих и не приведет к аварии.

На месте работ по подъему, перемещению трубопровода не должны находиться лица, не имеющие прямого отношения к выполнению данных работ.

Персонал, участвующий в испытаниях, должен быть ознакомлен с порядком проведения работ и с мероприятиями по безопасному их выполнению.

					Социальная ответственность	Лист
						62
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

К работе допускаются лица не моложе 18 лет и имеющие соответствующую квалификацию и выдержавшие экзамен по охране труда.

Во избежание аварии при укладке трубопроводов способом протаскивания перед началом работ следует выполнить проверочные расчеты с учетом:

- массы трубопровода с грузами;
- грузоподъемности трубоукладчиков;
- мощности тяговых средств.

В случае аварийной обстановки (повреждения трубопровода, балласта, обрыв тягового троса и т.п.) сигнальщик должен немедленно подать сигнал о прекращении укладки трубопровода.

Для проведения испытаний, при нахождении трубопровода на сварочно-монтажной площадке, устанавливается охранный зона следующих размеров «Правила техники безопасности при строительстве магистральных стальных трубопроводов», 1982 г.:

- в обе стороны от оси трубопровода – 150 м;
- в направлении отрыва заглушки от торца трубопровода – 1500 м.

Соблюдение требований промышленной безопасности и пожарной безопасности обеспечивают безаварийность строительства и должно контролироваться производителем работ (лицом, назначенным по приказу), а также представителями эксплуатирующей организации.

Повышенный уровень шума:

Шум – это беспорядочное сочетание звуков различной частоты. Источниками шума при проведении ремонтных работ на магистральном нефтепроводе могут стать установки для дробеструйной обработки полумуфт, а также машины для проведения земляных. Длительное воздействие шумов отрицательно сказываются на эмоциональном состоянии персонала, а также может привести к снижению слуха. Эквивалентный уровень шума (звука) не должен превышать 80 дБА. Для предотвращения негативного воздействия шума на рабочих используются средства

					Социальная ответственность	Лист
						63
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

коллективной и индивидуальной защиты.

Коллективные средства защиты:

- борьба с шумом в самом источнике;
- борьба с шумом на пути распространения (экранирование рабочей зоны (постановкой перегородок, диафрагм), звукоизоляция).

Средства индивидуальной защиты:

- наушники;
- ушные вкладыши
- соблюдение режима труда и отдыха.

Повышенная загазованность воздуха:

При раскачке нефти, ремонте нефтепровода образуются пары нефти, что может привести к отравлению рабочих. Для безопасности рабочего по санитарным нормам содержание паров нефти и газов не должно превышать предельно допустимой концентрации (ПДК) (для нефти 0,01 % об. или 300 мг/м³), при проведении газоопасных работ, при условии защиты органов дыхания, не должно превышать ПДК.

Поражение электрическим током:

Опасность поражения электрическим током существует при работе с прорезными устройствами типа МРТ и при сварке.

Значение напряжения в электрической цепи должно удовлетворять схеме электрической цепи.

Поражение человека электрическим током или электрической дугой может произойти в следующих случаях:

- при прикосновении человеком, неизолированного от земли, к нетоковедущим металлическим частям электроустановок, оказавшимся под напряжением из-за замыкания на корпусе;
- при однофазном (однополюсном) прикосновении неизолированного от земли человека к неизолированным токоведущим частям электроустановок, находящихся под напряжением.

					Социальная ответственность	Лист
						64
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Защита от поражения электрическим током:

1. коллективная, 2. индивидуальная

Пожарная и взрывная безопасность

При капитальном ремонте магистральных нефтепроводов необходимо осуществлять мероприятия по обеспечению пожарной безопасности при проведении подготовительных и основных работ.

Опасность возгорания или взрыва высока вследствие работы с горючим углеводородным сырьем. В траншеях, где происходит непосредственно ремонт, может скапливаться газ, что чревато возникновением взрыва.

Организационные и технические меры по обеспечению пожарной безопасности при производстве работ:

1) Работы при замене дефектных участков на объектах магистральных нефтепроводов должны выполняться с соблюдением Правил пожарной безопасности при эксплуатации магистральных нефтепроводов АО «АК «Транснефть» ВППБ 01-05-99, Правил пожарной безопасности в Российской Федерации ППБ 01-03.

2) В соответствии с Положением о разграничении ответственности при проведении плановых работ на линейной части магистральных нефтепроводов ответственность за производство огневых работ возлагается на главного инженера ЛПДС.

3) Все работники, занятые на ремонтных работах на линейной части магистральных нефтепроводов, должны пройти противопожарный инструктаж и сдать зачет по пожарно-техническому минимуму, знать и выполнять инструкции по пожарной безопасности на рабочем месте, уметь пользоваться первичными средствами пожаротушения.

4) Непосредственные исполнители огневых работ (электросварщик, газосварщик, газорезчик) должны иметь квалификационное удостоверение на право выполнения этих работ.

					Социальная ответственность	Лист
						65
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

5) Проведение огневых работ при замене дефектного участка осуществляется согласно настоящего ППР, по нарядам-допускам, оформленных в соответствии с Регламентом.

6) На месте производства работ устанавливается противопожарный режим, определяются места размещения и допустимое количество горючих материалов, порядок проведения огневых работ.

7) Автомобили, спецтехника, оборудование и механизмы, а также технические средства, не используемые при работе, следует располагать по отношению к земляным амбарам и ремонтному котловану с наветренной стороны на расстоянии, не ближе 100 м.

8) Освещение рабочих площадок должно производиться светильниками и прожекторами во взрывозащитном исполнении.

9) Корпуса передвижных электростанций необходимо заземлить. Сопротивление заземляющего устройства не должно превышать 25 Ом.

10) При проведении работ по замене дефектных участков на объектах магистральных нефтепроводов должно быть обеспечено круглосуточное дежурство пожарного расчета на автоцистерне.

11) На месте проведения огневых работ должны быть следующие первичные средства пожаротушения:

- кошма войлочная или асбестовое полотно размером 2х2 – 2 штуки;
- огнетушители порошковые ОП-10, или углекислотные ОУ-10 – 10 штук или один огнетушитель ОП-100, ОУ-80 – 2 шт.;
- лопаты, топоры, ломы.

12) Перед началом основных работ в ремонтном котловане пожарная автоцистерна устанавливается не ближе 30 м от места производства работ.

Экологическая безопасность

В период нормальной эксплуатации магистральный нефтепровод не оказывает воздействия на земельные угодья, потому что является герметичной системой, заглубленной в грунт.

					Социальная ответственность	Лист
						66
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

В период нормального режима эксплуатации магистральные нефтепроводы не оказывают отрицательного воздействия на атмосферный воздух.

На период эксплуатации в связи с отсутствием загрязнения атмосферы нормативы предельно-допустимых выбросов (ПДВ) не назначаются.

В период эксплуатации система трубопроводного транспорта нефти герметична и не оказывает негативное воздействие на поверхностные и подземные воды. Для эксплуатации магистрального нефтепровода использование воды не требуется. В связи с отсутствием водопотребления водоотведение отсутствует.

Воздействие на окружающую среду в период капитального ремонта

Для выполнения работ по капитальному ремонту нефтепроводов требуется выполнить отчуждение земель на период производства работ.

В зоне производства работ при строительстве произойдет негативное воздействие на почвенно-растительный покров и рельеф местности.

Тип воздействия – механическое разрушение, образование и размещение отходов производства и потребления.

Потенциальными источниками воздействия являются:

- расчистка полосы отвода от лесорастительности;
- передвижение строительной техники;
- земляные работы при разработке траншеи;
- устройство временных отвалов грунта;
- устройство проездов;
- устройство амбара для слива воды после гидроиспытаний;
- устройство площадки заправки техники;
- устройство временного жилого городка, бытовых помещений;
- загрязнение территории отходами производства.

Площадь земель, на которые будет оказано негативное воздействие, равна площади зоны производства работ. Границы рекультивируемых земель соответствуют границам отвода земель.

					Социальная ответственность	Лист
						67
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Воздействие на водную среду

Негативное воздействие на поверхностные и подземные воды может произойти при выполнении следующих работ:

- земляные работы вблизи и на участках с высоким стоянием грунтовых вод;
- работы в русле и на пойме реки при демонтаже и монтаже трубопровода;
- передвижение и заправка техники;
- слив воды на водосборную площадь после использования для производственных целей;
- забор воды для проведения гидроиспытаний;
- размещение строительных и бытовых отходов.

При заправке техники загрязнение водной среды может произойти при устройстве площадки заправки без твердого покрытия, при хранении ГСМ на площадке, эксплуатации неисправной техники и в случае непредвиденного пролива ГСМ.

Последствия и мероприятия по снижению воздействия

Последствиями негативного воздействия на почвенно-растительный покров являются:

- изменение рельефа;
- уничтожение растительности;
- развитие безлесных ландшафтов.

Для снижения воздействия на поверхность земель в период производства работ проектной документацией предусмотрены следующие мероприятия:

- первоочередное строительство внутриплощадочных проездов;
- проезд строительной техники только в пределах зоны производства работ;

					Социальная ответственность	Лист
						68
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

- своевременная уборка мусора и отходов для исключения загрязнения территории отходами производства;
- запрещение использования неисправных, пожароопасных транспортных и строительно-монтажных средств;
- применение строительных материалов, имеющих сертификат качества;
- для исключения разлива ГСМ заправка техники осуществляется на временной площадке с твердым покрытием и обваловкой, после завершения работ площадка демонтируется;
- размещение отвалов грунта в пределах границ зоны производства работ;
- выполнение работ, связанных с повышенной пожароопасностью, специалистами соответствующей квалификации;
- планировка зоны производства после окончания работ для сохранения направления естественного поверхностного стока воды;
- рекультивация нарушенных земель.

Для снижения суммарных выбросов загрязняющих веществ в атмосферу в период строительства предусмотрено:

- применение в процессе производства работ веществ, строительных материалов, имеющих сертификаты качества;
- запрещение разведения костров и сжигания в них любых видов материалов и отходов;
- проведение периодического экологического контроля выбросов автотранспорта и строительной техники силами подрядчика;
- исключение использования при ремонте материалов и веществ, выделяющих в атмосферу токсичные и канцерогенные вещества, неприятные запахи и т. д.;
- оперативное реагирование на все случаи нарушения природоохранного законодательства.

					Социальная ответственность	Лист
						69
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Проектной документацией предлагаются следующие природоохранные мероприятия, направленные на защиту атмосферного воздуха в зоне производства работ:

- контроль топливной системы механизмов, а также системы регулировки подачи топлива, обеспечивающих полное его сгорание (силами подрядчика) для удержания значений выбросов загрязняющих веществ от автотранспорта и строительной техники в расчетных пределах;
- допуск к эксплуатации машин и механизмов в исправном состоянии, контроль за состоянием технических средств, способных вызвать загорание естественной растительности.

В целях защиты поверхностных и подземных вод от загрязнения на период производства работ предусмотрены следующие мероприятия:

- соблюдение требований, предусмотренных Водным Кодексом Российской Федерации (в ред. от 21 октября 2013 г. N 282-ФЗ);
- соблюдение условий водопользования на основании заключенных договоров и решений на право пользования водным объектом;
- соблюдение правил выполнения работ в охранной зоне магистральных трубопроводов;
- планировка строительной полосы после окончания работ для сохранения естественного стока поверхностных и талых вод;
- проезд строительной техники в пределах зоны производства работ;
- оборудование рабочих мест и бытовых помещений контейнерами для бытовых отходов для предотвращения загрязнения поверхности земли, контейнеры для мусора размещены на площадке складирования материалов;
- своевременный вывоз промышленных отходов и бытовых отходов с площадки производства работ на санкционированную свалку или полигон;

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

Для исключения нежелательных последствий на окружающую среду предусмотрены следующие мероприятия:

1. Исключен слив воды на водосборную площадь без отстаивания, поскольку в котлован с водой могут поступить загрязняющие вещества, попавшие в трубопровод при транспортировке и монтаже. Загрязняющие вещества представлены частицами грунта, песка и незначительного количества продуктов коррозии металла. Удаление взвесей предусмотрено отстаиванием воды во временном котловане. После отстаивания качество воды в котловане будет практически соответствовать ее исходному состоянию, так как процесс испытаний происходит без изменения температуры и химического состава воды, а содержащиеся в воде взвешенные вещества легко выпадают в осадок при естественном отстаивании.

2. Предполагаемая концентрация взвешенных веществ в воде, сливаемой в котлован после проведения гидравлических испытаний, составит 641,89 г/м³, после отстаивания - не более 64,189 г/м³. Отстоявшуюся воду решено слить на водосборную площадь в пониженное место. Перед сбросом воды из котлована на водосборную площадь следует провести анализы на содержание взвешенных веществ и оксида железа.

3. Для исключения фильтрации воды через стенки котлована предусмотрена гидроизоляция днища и стенок полиэтиленовой пленкой, с последующим вывозом на полигон.

4. Расход воды, забираемый из реки Чибис для производственных нужд, соответствует производительности насосного агрегата и равен 0,007 м³/с. Это составляет 1,89 % (0,007 м³/с x 100%: 0,37 м³/с = 1,89 %) от минимального среднесуточного расхода воды 95 % обеспеченности в реке Б. Воровская в зимнюю межень. Влияние на гидрологический режим будет минимальным.

					Социальная ответственность	Лист
						71
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

5. После окончания работ по забору воды предусмотрено восстановление береговой линии реки.

6. Котлован для слива воды после гидроиспытаний, размещен на строительной полосе. После опорожнения котлован предусмотрено засыпать местным грунтом, поверхность земли рекультивировать.

7. Очищенная вода после отстаивания сливается в лоток из половины трубы Ду 1420 мм, в котором просверлены отверстия для постепенного слива воды на водосборную площадь в пониженную местность.

Безопасность в чрезвычайных ситуациях

Чрезвычайные ситуации на трубопроводном транспорте могут возникнуть по различным причинам, например:

- паводковые наводнения;
- лесные пожары;
- террористические акты;
- по причинам техногенного характера (аварии) и др.

Аварии могут привести к чрезвычайным ситуациям.

Возможными причинами аварий могут быть:

- ошибочные действия персонала при производстве работ;
- отказ приборов контроля и сигнализации;
- отказ электрооборудования и исчезновение электроэнергии;
- производство ремонтных работ без соблюдения необходимых организационно-технических мероприятий;
- старение оборудования (моральный или физический износ);
- коррозия оборудования;
- гидравлический удар;
- факторы внешнего воздействия (ураганы, удары молнией и др.).

Одними из примеров чрезвычайных ситуаций могут быть пожары или взрывы при проведении работ в газоопасных местах при капитальном ремонте магистрального нефтепровода. Данные пожары и взрывы относятся

					Социальная ответственность	Лист
						72
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

к чрезвычайным ситуациям техногенного характера. При взрыве паро– и газовой смеси выделяют зону детонационной волны с радиусом (R_1), где происходит полное разрушение, и зону ударной волны, в которой происходят те или иные разрушения.

Радиус зоны детонационной волны определяется по формуле:

$$R_1 = 18,5 \cdot \sqrt[3]{Q(м)} \quad (13)$$

где Q – количество газа, пара в тоннах.

Радиус зоны смертельного поражения людей определяется по формуле:

$$R_{спл} = 30 \cdot \sqrt[3]{Q(м)} \quad (14)$$

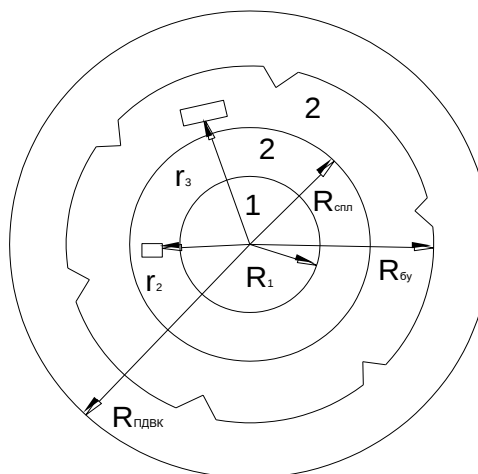


Рисунок 7 – Зона воздействия при взрыве паровоздушной смеси, где 1 – зона детонационной волны; 2 – зона ударной волны; R_1 – радиус зоны детонационной волны (м); $R_{спл}$ – радиус зоны смертельного поражения людей; $R_{бу}$ – радиус безопасного удаления; $R_{пдвк}$ – радиус предельно допустимой взрывобезопасной концентрации; r_2 и r_3 – расстояния от центра взрыва до элемента предприятия в зоне ударной волны.

С целью предотвращения чрезвычайных ситуаций, связанных с возникновением взрывов или пожаров необходимо применить следующие меры безопасности:

– перед началом работ в ремонтном котловане переносным газоанализатором проверяется уровень загазованности воздушной среды, при этом содержание паров нефти и газов не должно превышать предельно-

					Социальная ответственность	Лист
						73
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

допустимой концентрации по санитарным нормам; работа разрешается только после устранения опасных условий, в процессе работы следует периодически контролировать загазованность, а в случае необходимости обеспечить принудительную вентиляцию;

- для обеспечения пожаро- и взрывобезопасности работники должны быть оснащены спецодеждой, спец обувью и другие средства индивидуальной защиты (очки, перчатки, каски и т.д.).

					Социальная ответственность	<i>Лист</i>
						74
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		

ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ

Состав затрат в соответствии с их экономическим содержанием формируется по следующим элементам:

- материальные затраты;
- затраты на оплату труда;
- отчисления на социальные нужды;
- амортизационные отчисления;
- прочие расходы.

Материальные затраты: потребность основных строительных машинах, механизмах, материалах и ГСМ

Потребность в основных строительных машинах и механизмах определена в целом по объекту на основании физических объемов работ и эксплуатационной производительности машин. Потребность в транспортных средствах определена на основании объема грузоперевозок, грузоподъемности транспортных средств и дальности перевозки грузов.

Расчет потребности в автотранспорте:

$$T_1 = \left(\frac{S_{\Gamma}}{V_{CP}} + \frac{S_{II}}{V_{CP,0}} + t_{II} + t_B \right) k_{II}, \quad (15)$$

где T_1 – время одного полного рейса (туда и обратно);

k_{II} – коэффициент, учитывающий простои, $k_{II}=1,3$;

S_{Γ} и S_{II} – средневзвешенная дальность возки;

V_{cp} – средняя скорость груженого автотранспорта, принята - 25 км/ч;

$V_{cp,0}$ – средняя скорость порожнего автотранспорта, принята - 40 км/ч;

t_{II} – время, затрачиваемое на погрузку = 0,30 часа;

t_B – время, затрачиваемое на выгрузку = 0,20 часа.

Число рейсов (N_1), которое может сделать одно автотранспортное средство:

$$N_1 = \frac{T}{T_1}, \quad (16)$$

					«Разработка организационно-технических мероприятий по восстановлению магистрального нефтепровода с применением ремонтных конструкций на примере объекта в Томской области»			
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата				
Разраб.		Соловьёв Р.Н.			Финансовый менеджмент		Лит.	Лист
Руковод.		Брусник О.В.						75
Рук-ль ООП		Чухарева Н.В.						88
							Отделение нефтегазового дела Группа 3-2Б8А2	

Общее число необходимых рейсов для перевозки грузов в смену:

$$N = \frac{Q_{CP}}{q_1}, \quad (17)$$

где Q_{CP} - общий объем перевозимого груза;

q_1 - объем перевозимого груза за один рейс;

Необходимое количество автотранспортных средств:

$$n_{cp} = \frac{N}{N_1} \quad (18)$$

Расчет потребности в автотранспорте выполнен из учета работы в одну смену с продолжительностью 11 часов.

В таблице приведен примерный перечень основных машин, механизмов и транспортных средств, необходимых для выполнения капитального ремонта 220-221 км участка магистрального нефтепровода «Александровское – Анжеро-Судженск».

Таблица 6 – Ведомость потребности в основных строительных машинах и механизмах.

№ п/п	Наименование	Марка	Кол-во
1	Автогрейдер	ДЗ-98	1
2	Автокран	Урал КС 45717-1 "Ивановец", г/п 25 т	1
3	Автокран	LIEBHERR LTM1160/1, г/п 160 т	1
4	Автосамосвал	УРАЛ 583100, г/п 10 т	1
5	Автосамосвал	IVECO, г/п 25 т	1
6	Бензопила	Stihl	1
7	Бортовая машина	УРАЛ 4320	1
8	Бульдозер	Б-170	1
9	Вахтовый автобус	Камаз УСТ 54535	2
10	Водовозка	УРАЛ 4320-41	1
11	Дизельная электростанция	ДЭС - 100	2
12	Легковой транспорт	УАЗ 2206	2
13	Мотопомпа	МП 16/80	3
14	Пожарная машина	-	2
15	Топливозаправщик	Урал 4320	1

Продолжение таблицы 6

№ п/п	Наименование	Марка	Кол-во
16	Трубовоз (с корзиной)	УРАЛ 4320	2
17	Трубоукладчик	ТГ-301	1
18	Трубоукладчик	ТГ-121	1
19	Трубоукладчик	KOMATSU D355	1
20	Тягач трала	MAN TGS	1
21	Фронтальный погрузчик	LG380	1
22	Экскаватор	HITACHI ZX200	2
23	Бетононасос	БН-25(Д, Е)	1
24	Вагон-дом	общежитие 8 мест.	15
25	Вагон-дом	общежитие 4 мест.	4
26	Вагон-дом	штаб	1
27	Вагон-дом	столовая	1
28	Вагон-дом	баня	1
29	Емкость (круглая в сечении) под бензин	10 м ³	1
30	Емкость (круглая в сечении) под ДТ	25 м ³	1
31	Компрессор		1
32	Контейнеры (сварочное оборудование)		2
33	Монтажное полотенце		5
34	Пенообразователь	-	1
35	Сварочная установка	УСЭБ-100	1
36	Сварочная установка	УСЭБ-200	1
37	Трал	г/п 70т	1
38	Установка для резки труб	«Файн»	2
39	Центратор внутренний	ЦВ54	1
40	Центратор наружный	ЦЗН-530	2

Рассчитаем затраты на топливо для используемой техники. Стоимость горюче-смазочных материалов приведена в Приложении А.

Стоимость материалов, необходимых для капитального ремонта 220-221 км участка магистрального нефтепровода «Александровское – Анжеро-Судженск» приведена в таблице.

					Финансовый менеджмент	Лист
						77
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Таблица 7 – Стоимость материалов, необходимых для капитального ремонта 220-221 км участка магистрального нефтепровода «Александровское – Анжеро-Судженск».

Наименование материала	Единица измерения	Потребность в материале	Цена за единицу, руб.	Стоимость материалов, руб.
Труба 530х10х11	шт.	120	105307	132686820,00
Термоусаживающая манжета «Термо СТМП»	шт.	3780	1700	6426000,00
Герметизирующие устройства Ду500	шт.	8	11500	92000,00
Пропан	кг.	72	40,42	2910,24
Кислород	баллон	8	838,70	6709,60
Круг отрезной	шт.	100	14,86	1486,00
Круг шлифовальный	шт.	200	25,12	5024,00
Мастика	кг.	100	58	5800,00
Электроды ОК74/70 Ø 3,2	кг.	100	204,5	20450,00
Электроды ОК74/70 Ø 4,0	кг.	130	134,35	17465,50
Электроды LB-52U Ø 3,2	кг.	30	128,25	3847,50
Электроды LB-52U Ø 2,2	кг.	20	131,70	2634,00
ИТОГО:				139271146,84

Потребность в кадрах строителей определена в целом по объекту. Расчет численности работающих произведен исходя из объема строительно-монтажных работ и сложившейся структуры работающих для данного вида капитального ремонта. Численность работающих на участке 220-221 км магистрального нефтепровода «Александровское – Анжеро-Судженск» представлена в таблице.

Таблица 8 – Численность работающих.

Количество работающих, чел		
Всего	в том числе	
	рабочих 87,5%	ИТР 12,5 %
48	42	6

					Финансовый менеджмент	Лист
						78
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Общая численность рабочих и ИТР определена из потребности в кадрах строителей по основным категориям и указана в таблице

Таблица 9 – Численность рабочих и ИТР.

Наименование	Количество	Разряд
Водитель автосамосвала	2	6
Водитель бортового автомобиля	1	5
Водитель вахтового автобуса	2	5
Водитель водовозки	1	5
Водитель легкового автомобиля	2	4
Водитель пожарной машины	1	6
Водитель топливозаправщика	1	6
Водитель тягача	1	6
Газорезчик	2	5
Дефектоскопист	1	4
Изолировщик	3	4
Машинист автобетоносмесителя	1	5
Машинист автогрейдера	1	5
Машинист автокрана	1	6
Машинист бульдозера	1	6
Машинист крана трубоукладчик	3	6
Машинист экскаватора	2	6
Машинист электростанции	1	5
Машинист погрузчика	1	5
Монтажник	5	5
Трубопроводчик линейный	5	5
Электросварщик	4	6
Начальник ЛАЭС (ИТР)	1	9
Мастер ЛАЭС (ИТР)	1	8
Мастер ЦРС (ИТР)	1	8
Мастер ВЛ ЭХЗ (ИТР)	1	8
Инженер охраны труда (ИТР)	1	9
Главный инженер (ИТР)	1	10
Итого	48	

К расходам на оплату труда относятся:

- суммы, начисленные по тарифным ставкам, должностным окладам, сдельным расценкам или в процентах от выручки в соответствии с принятыми на предприятии формами и системами оплаты труда;

- начисления стимулирующего характера, в том числе премии за производственные результаты, надбавки за профессиональное мастерство, достижения в труде и иные подобные показатели;
- начисления стимулирующего и (или) компенсирующего характера, связанные с режимом работы (за работу в ночное время, работу в многосменном режиме), условиями труда (тяжелые и вредные, особо вредные), за совмещение профессий, за работу в выходные и праздничные дни, за сверхурочную работу;
- единовременные вознаграждения за выслугу лет (надбавки за стаж работы по специальности) в соответствии с законодательством РФ;
- надбавки, обусловленные районным регулированием оплаты труда (по районным коэффициентам, надбавки за непрерывный стаж работы);
- оплата отпусков (основных и дополнительных);
- прочие выплаты в соответствии с действующим законодательством РФ.

Расходы на оплату труда рассчитываются по данным о потребной численности работников на выполнение планируемого объема работы по капитальному ремонту 220-221 км участка магистрального нефтепровода «Александровское – Анжеро-Судженск» и величине среднемесячной заработной платы по формуле:

$$\Phi ЗП_{ЯВ} = \sum Ч_i З_{СР.М} \cdot 12 \quad (19)$$

где $\Phi ЗП_{ЯВ}$ – годовой фонд заработной платы работников; $Ч_i$ – численность работников i -й категории и профессии; $З_{СР.М}$ – среднемесячная заработная плата i -й категории и профессии.

В АО «АК «Транснефть» установлена система должностных окладов для всех работников. Данный подход оплаты труда определяется коллективным договором.

					Финансовый менеджмент	Лист
						80
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Среднемесячная заработная плата рабочих и ИТР, которые могут быть задействованы в капитальном ремонте 220-221 км участка магистрального нефтепровода «Александровское – Анжеро-Судженск», рассчитывается по формуле:

$$З_{\text{ср.м}} = О + Д_{\text{к}} + \text{ПР} + Д_{\text{РК}} + Д_{\text{СЕВ}} + Д_{\text{ДОП}}, (20)$$

где О – оклад работника; $Д_{\text{к}}$ – компенсационные доплаты (за тяжелые и вредные условия труда, за работу в ночное время, работу в выходные и праздничные дни, за разъездной характер работы); ПР – премия (размер устанавливается в соответствии с Положением о премировании на предприятии); $Д_{\text{РК}}$ – доплата по районному коэффициенту; $Д_{\text{СЕВ}}$ – доплата за работу в районах севера; $Д_{\text{ДОП}}$ – дополнительная заработная плата (доплата за вахтовый метод работы, время в пути).

Рассчитаем расходы АО «Транснефть – Западная Сибирь» на оплату труда рабочих и ИТР.

Рассчитаем страховые взносы во внебюджетные фонды, обязательное страхование от несчастных случаев:

$$5\,170\,200 * 30\% = 1\,551\,060 \text{ руб.}$$

Амортизационные отчисления

Сумма амортизационных отчислений определяется линейным методом исходя из первоначальной (восстановительной) стоимости объекта амортизируемого имущества и срока полезного использования по формуле:

$$\begin{aligned} &\text{Сумма амортизационных отчислений за 2 месяца работ} = \\ &\text{Первоначальная (восстановительная) стоимость 1 единицы (руб.)} / \text{Срок} \\ &\text{полезного использования 1 единицы (мес.)} * \text{Количество единиц (шт.)} \\ &* 2 \text{ мес.} \end{aligned}$$

Прочие расходы. Определение общей суммы затрат

Прочие расходы, в число которых входят средства индивидуальной защиты, питание и перевозка бригады рабочих, составляют 10% от фонда оплаты труда:

					Финансовый менеджмент	Лист
						81
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

$$5\,170\,200 * 0,1 = 517\,020 \text{ руб.}$$

Кроме перечисленных затрат в составе затрат на проведение организационно-технического мероприятия учитываются накладные расходы, связанные с организацией, управлением и обслуживанием производства.

На основании вышеперечисленных расчётов затрат определяется общая сумма затрат (таблица).

Таблица 10 - Общая сумма затрат, необходимая для капитального ремонта 220-221 км участка магистрального нефтепровода «Александровское – Анжеро-Судженск».

Состав затрат	Сумма затрат, руб.	Структура затрат, %
Материальные затраты	140 905 820,68	65,15
Затраты на оплату труда	5 170 200,00	2,39
Отчисления на социальные нужды	1 551 060,00	0,72
Амортизационные отчисления	6 350 345,24	2,94
Прочие затраты	517 020,00	0,24
Итого основных расходов	154 494 445,92	-
Накладные расходы (40% от основных)	61 797 778,37	28,57
Всего затраты на мероприятие	216 292 224,29	100,00

ВЫВОД: на проведение капитального ремонта 220-221 км участка магистрального нефтепровода «Александровское – Анжеро-Судженск» потребуется 216 292 224,29 рублей. Наибольший удельный вес (65,15%) в структуре затрат на проведение ремонтных работ занимают расходы на материальные затраты.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

По результатам выпускной квалификационной работы по разработке рекомендаций организационно-технических решений для повышения эффективности производства ремонтно-восстановительных работ с применением ремонтной конструкции, на магистральном нефтепроводе «Александровское – Анжеро-Судженск» выполнено следующее:

Изучена и рассмотрена нормативно-техническая документация в области ремонтных работ на магистральных трубопроводах

Проведен сравнительный анализ существующих методов организационно-технических решений, применяемый для выполнения ремонтно-восстановительных работ. Подробно описан технологический процесс с погружением в детали и особенности некоторых процессов.

Присутствуют технические расчеты и показатели эффективности предложенных методик.

Сформированы рекомендации по повышению результативности проведения ремонтно-восстановительных работ, сделан прогноз ожидаемого результата изменений в рамках горизонта событий на ближайшие 7-9 лет.

Несмотря на проделанную работу, данная тема имеет огромные перспективы и требует дальнейшего изучения, комплексного подхода к вопросу и апробации на смежных и не только операциях, технологиях и сферах.

					«Разработка организационно-технических мероприятий по восстановлению магистрального нефтепровода с применением ремонтных конструкций на примере объекта в Томской области»			
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата				
Разраб.		Соловьёв Р.Н.			Заключение	Лит.	Лист	Листов
Руковод.		Брусник О.В.					83	88
Рук-ль ООП		Чухарева Н.В.				Отделение нефтегазового дела Группа 3-2Б8А2		

СПИСОК ИСПОЛЬЗУЕМЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Патент № 2460927 С2 Российская Федерация, МПК F16L 1/12. Способ подготовки магистрального трубопровода к ремонту и устройство для подготовки магистрального трубопровода к ремонту : № 2010146601/06 : заявл. 16.11.2010 : опубл. 10.09.2012 / И. И. Гордеев, В. И. Похабов, В. А. Катенин [и др.]. – EDN GDTMQS.
2. Джарекенова, Ж. Б. Ремонт дефектов на магистральных трубопроводах методом установки ремонтных конструкций / Ж. Б. Джарекенова // Аллея науки. – 2017. – Т. 4, № 16. – С. 472-478. – EDN YOJPUF.
3. РД 39-00147105-015-98 «Правила капитального ремонта магистральных нефтепроводов»
4. РД-75.180.00-КТН-274-10 «Технология установки ремонтных конструкций на трубопроводы диаметром 1067 и 1220 мм с давлением до 10 Мпа»
5. ВСН 31-81 «Инструкция по производству ремонтных работ в охранных зонах магистральных трубопроводов Министерства нефтяной промышленности»
6. ГОСТ 2601-84 «Сварка металлов. Термины и определения основных понятий»
7. Патент № 2123922 С1 Российская Федерация, МПК В23Р 6/00, В23К 33/00. Способ подготовки концов труб под сварку при установке ремонтной конструкции магистрального трубопровода : № 97111559/02 : заявл. 03.07.1997 : опубл. 27.12.1998 / Р. С. Гумеров, Ю. М. Тимес, Х. Х. Азметов, В. М. Зюзина ; заявитель Институт проблем транспорта энергоресурсов "ИПТЭР". – EDN LJKMZH.

					«Разработка организационно-технических мероприятий по восстановлению магистрального нефтепровода с применением ремонтных конструкций на примере объекта в Томской области»		
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата			
Разраб.		Соловьёв Р.Н.			Список используемых источников		
Руковод.		Брусник О.В.					
Рук-ль ООП		Чухарева Н.В.					
					Отделение нефтегазового дела Группа 3-2Б8А2		
					Лит.	Лист	Листов
						84	88

8. Махненко, В. И. Определение контактного давления усиливающей муфты при ремонте трубопроводов с поверхностными дефектами / В. И. Махненко, О. И. Олейник, В. М. Шекера // Автоматическая сварка. – 2013. – № 6(722). – С. 12-15. – EDN TBSGAZ.
9. Особенности ремонта трубопровода с использованием муфт различных конструкций / Р. А. Харисов, Р. Ф. Сафаров, И. Р. Фархетдинов [и др.] // Перспективы науки. – 2015. – № 6(69). – С. 74-79. – EDN SJQUFA.
10. Свидетельство о государственной регистрации базы данных № 2019621215 Российская Федерация. Реестр документов дефектоскопического контроля : № 2019621108 : заявл. 26.06.2019 : опубл. 08.07.2019 / П. С. Дурицин, С. М. Дриго, А. А. Пудовкин, А. В. Мамаков ; заявитель Публичное акционерное общество «Транснефть» (ПАО «Транснефть»), Акционерное общество «Транснефть - Дружба» (АО «Транснефть - Дружба»). – EDN ZPXXCB.
11. Лукьянов, В. Ф. Ремонт магистральных трубопроводов стальными сварными муфтами / В. Ф. Лукьянов, А. А. Лукьянов // Вестник Донского государственного технического университета. – 2016. – Т. 16, № 3(86). – С. 39-45. – DOI 10.12737/20224. – EDN WLSFTT.
12. Субботин, В. А. Классификация методов производства ремонтных работ на магистральных трубопроводах с учетом типов и параметров дефектов / В. А. Субботин, А. С. Миклуш, Ю. В. Колотилов // Ремонт. Восстановление. Модернизация. – 2016. – № 9. – С. 9-12. – EDN WMEJST.
13. СНиП 2.05.06-85*. Магистральные трубопроводы. - М: Минстрой России, 1997.
14. Патент №2186289 Российская Федерация, МПК F17D 5/02 (2006/01). Способ внутритрубной диагностики глубины дефектов стенки трубы: №2009144324: заявл. 30.11.2009 / Тимашев С.А., Тырсин А.Н.

					Список используемых источников	Лист
						85
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

15. Российская Федерация. Законы. О промышленной безопасности опасных производственных объектов" (с изменениями и дополнениями): Федеральный закон № 116-ФЗ: [принят Государственной думой 21 июля 1997 года] (с изменениями на 11 июня 2021 года) 6. ГОСТ 15467 – 79. Управление качеством продукции. Основные понятия. Термины и определения: дата введения 1979 – 07 – 01. URL: <https://docs.cntd.ru/document/1200001719> (дата обращения: 19.02.2022). – Текст: электронный.

					Список используемых источников	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		86

ПРИЛОЖЕНИЕ А

Стоимость горюче-смазочных материалов

№ п/ п	Наименован ие	Марка	Ко л- во	Норма расхода, л/ч, л/100км		Вре мя раб оты (ч)	Про бег (км)	Потребнос ть, л		Цена за едини цу, руб.	Стоимос ть ГСМ, руб.
				АИ -92	Диз.т опли во			А И- 92	Диз.т опли во		
1	Автогрейдер	ДЗ-98	1		15	100			1500	21,40	32100,00
2	Автокран	Урал КС 45717-1 "Иванов ец", г/п 25 т	1		49/9	40	320		156,8/ 360	21,40	11069,52
3	Автокран	LIEBH ER LTM116 0/1, г/п 160 т	1		49/9	40	320		156,8/ 360	21,40	11069,52
4	Автосамосвал	УРАЛ 583100, г/п 10 т	1		36		740		266,4	21,40	5700,96
5	Автосамосвал	IVECO, г/п 25 т	1		36		740		266,4	21,40	5700,96
6	Бензопила	Stihl	1		2	6			12	21,40	256,80
7	Бортовая машина	УРАЛ 4320	1		30		800		240	21,40	5136,00
8	Бульдозер	Б-170	1		18	336			6048	21,40	129427,2 0
9	Вахтовый автобус	Камаз УСТ 54535	2		35,8		800		572,8	21,40	12257,92
10	Водовозка	УРАЛ 4320-41	1		28		800		224	21,40	4793,60
11	Дизельная электростанц ия	ДЭС - 100	2		30	400			24000	21,40	513600,0 0
12	Легковой транспорт	УАЗ 2206	2	20			250		100	19,28	1928,00
13	Мотопомпа	МП 16/80	3		2	10			60	21,40	1284,00
14	Пожарная машина	-	2		27		100		54	21,40	1155,60
15	Топливозапра вщик	Урал 4320	1		35,8		800		286,4	21,40	6128,96
16	Трубовоз (с корзиной)	УРАЛ 4320	2		56		400		448	21,40	9587,20
17	Трубоукладчи к	ТГ-301	1		50	200			10000	21,40	214000,0 0
18	Трубоукладчи к	ТГ-121	1		45	150			6750	21,40	144450,0 0
19	Трубоукладчи к	КОМАТ SU D355	1		47	200			9400	21,40	201160,0 0

[illegible]