

**«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 школы Отделение нефтегазового дела

ВЫПУСКНАЯ КВАЛИФИКАЦИОННАЯ РАБОТА БАКАЛАВРА

Тема работы
«Обеспечение выполнения ремонтных работ на магистральном нефтепроводе, расположенном в Томской области»

УДК 622.692.4.053-049.32(571.16)

Студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б92	Романов Сергей Павлович		

Руководитель:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ОНД	Гончаров Н.В.	к.т.н.		

КОНСУЛЬТАНТЫ ПО РАЗДЕЛАМ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

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

По разделу «Социальная ответственность»

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

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

Руководитель ООП, должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ОНД	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

**«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 школы Отделение нефтегазового дела

УТВЕРЖДАЮ:
Руководитель ООП ОНД ИШПР

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

**ЗАДАНИЕ
на выполнение выпускной квалификационной работы**

В форме:

бакалаврской работы

Студенту:

Группа	ФИО
2Б92	Романов Сергей Павлович

Тема работы:

**Обеспечение выполнения ремонтных работ на магистральном нефтепроводе,
расположенном в Томской области**

Утверждена приказом директора (дата, номер) 09.02.2023 г. № 40-7/с

Срок сдачи студентом выполненной работы: 31.05.2022 г.

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:

Исходные данные к работе	Разработка технических и технологических решений по проведению капитального ремонта магистральном нефтепроводе. Характеристика трубопровода, расположенного в Томской области: Номинальный диаметр – 1220 мм; Толщина стенки – 12 мм; Рабочее давление – 4.0 МПа.
---------------------------------	---

<p>Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов</p>	<ol style="list-style-type: none"> 1. Анализ нормативно-технической документации по проведению ремонта магистрального нефтепровода; 2. Оценка технического состояния магистрального нефтепровода и выбор метода ремонта; 3. Расчёт участка магистрального нефтепровода на прочность и устойчивость; 4. Разработка мероприятий по обеспечению выполнения ремонтных работ на магистральном нефтепроводе; 5. Оценка напряжённо-деформированного состояния участка магистрального нефтепровода с применением системы автоматизированного проектирования.
<p>Перечень графического материала</p>	<ul style="list-style-type: none"> - профиль трассы ремонтируемого участка магистрального нефтепровода, - схема расположения дефекта, - технологическая схема ремонта участка нефтепровода с заменой «катушки», - схема безогневой вырезки катушки, - 3D-модель ремонтируемого участка магистрального нефтепровода, - рисунки, - схемы.
<p>Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы</p>	
<p>Раздел</p>	<p>Консультант</p>
<p>«Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»</p>	<p>Рыжакина Татьяна Гавриловна Доцент (ОСГН, ШБИП), к.т.н.</p>
<p>«Социальная ответственность»</p>	<p>Гуляев Милий Всеволодович Старший преподаватель</p>
<p>Названия разделов, которые должны быть написаны на русском и иностранном языках: реферат</p>	

<p>Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику</p>	<p>09.02.2023 г.</p>
--	----------------------

Задание выдал руководитель:

<p>Должность</p>	<p>ФИО</p>	<p>Ученая степень, звание</p>	<p>Подпись</p>	<p>Дата</p>
<p>доцент ОНД</p>	<p>Гончаров Н.В.</p>	<p>к.т.н.</p>		<p>09.02.2023 г.</p>

Задание принял к исполнению студент:

<p>Группа</p>	<p>ФИО</p>	<p>Подпись</p>	<p>Дата</p>
<p>2Б92</p>	<p>Романов С.П.</p>		<p>09.02.2023 г.</p>

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

Студенту:

Группа	ФИО
2Б92	Романов Сергей Павлович

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

Тема ВКР:

Обеспечение выполнения ремонтных работ на магистральном нефтепроводе, расположенном в Томской области	
Исходные данные к разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»:	
1. Стоимость ресурсов научного исследования (НИ): материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих	Расчёт стоимости выполняемых работ, согласно применяемой технологии: - Материально-технические ресурсы: 2450 руб. - Затраты на специальное оборудование: 36000 руб.
2. Нормы и нормативы расходования ресурсов	Устанавливаются в соответствии с заданным уровнем нормы оплат труда: -30 % премии к заработной плате -20 % надбавки за профессиональное мастерство -1,3 – районный коэффициент для расчета заработной платы.
3. Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования	Общая система налогообложения в том числе отчисления во внебюджетные фонды - 30%.
Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:	
1. Оценка коммерческого потенциала, перспективности проведения работ по врезке отвода в магистральный газопровод с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения	Проведение предпроектного анализа. Определение целевого рынка и проведение его сегментирования. Выполнение SWOT-анализа проекта.
2. Планирование и формирование бюджета научного исследования	Определение структуры работы. Расчёт трудоемкости выполнения работ. Подсчет бюджетного исследования.
3. Определение ресурсной (ресурсосберегающей), финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности научного исследования	Расчёт показателей финансовой эффективности, ресурсоэффективности и эффективности исполнения.

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику	01.02.2023
--	------------

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ОСГН	Рыжакина Т.Г.	к.э.н.		01.02.2023

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б92	Романов Сергей Павлович		01.02.2023

ЗАДАНИЕ К РАЗДЕЛУ «СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»

Студенту:

Группа	ФИО
2Б92	Романов Сергей Павлович

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

Тема ВКР:

Обеспечение выполнения ремонтных работ на магистральном нефтепроводе, расположенном в Томской области	
Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:	
<p>Характеристика объекта исследования (вещество, материал, прибор, алгоритм, методика, рабочая зона) и области его применения.</p>	<p>Объект исследования: обеспечение выполнения ремонтных работ на магистральном нефтепроводе, расположенном в Томской области; Рабочая зона: участок магистрального нефтепровода; Размеры объекта: $\varnothing 1,220 \times 818$ км; Количество и наименование оборудования рабочей зоны: муфтовые тройники (ремонтная конструкция П8), УХВ (устройство для холодной врезки), отвод, клиновые задвижки, магистральный нефтепровод, марка стали 09Г2С; Рабочие процессы связанные с объектом исследования: проведение капитального ремонта без остановки перекачки среды, врезка под давлением; Область применения: магистральные нефтепроводы.</p>
Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:	
<p>1. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности:</p> <ul style="list-style-type: none"> – специальные (характерные при эксплуатации объекта исследования, проектируемой рабочей зоны) правовые нормы трудового законодательства; – организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны. 	<ul style="list-style-type: none"> – Трудовой кодекс Российской Федерации от 30.12.2001 N 197-ФЗ (ред. от 27.12.2018); – ГОСТ 12.2.049-80 ССБТ. Оборудование производственное. Общие эргономические требования; – ГОСТ 12.2.033-78 ССБТ. Рабочее место при выполнении работ стоя. Общие эргономические требования; – Федеральный Закон «О промышленной безопасности опасных производственных объектов» №116-ФЗ от 21.07.1997г. (с изменениями от 11 июня 2021 года.); – Федеральные нормы и правила в области промышленной безопасности "Правила

	<p>безопасности в нефтяной и газовой промышленности", утвержденные Федеральной службой по экологическому, технологическому и атомному надзору, приказ от 12.03.2013 № 101 (с изменениями от 19 января 2022 года);</p> <p>– «Об организации и осуществлении производственного контроля за соблюдением требований промышленной безопасности" (вместе с "Правилами организации и осуществления производственного контроля за соблюдением требований промышленной безопасности") - утверждены Постановлением № 2168 Правительства РФ от 18.12.2020 г;</p> <p>– «ПУЭ. Правила устройства электроустановок. Минэнерго СССР», 1986 г. с изменениями от 2000 г.</p>
<p>2.Производственная безопасность:</p> <ul style="list-style-type: none"> – Анализ потенциально вредных и опасных факторов; – Обоснование мероприятий по снижению воздействия. 	<p>При эксплуатации трубопровода были проанализированы следующие потенциально вредные и опасные факторов:</p> <ul style="list-style-type: none"> – Повышенная загазованность воздуха; – Отклонение показателей микроклимата на открытом воздухе, рабочей зоны; – Утечка токсичных и вредных веществ в атмосферу; – Движущиеся подвижные части производственного оборудования; – Производственные факторы, связанные с электрическим током; – Проведение газоопасных работ; – Пожаровзрывоопасность;
<p>3. Экологическая безопасность:</p>	<ul style="list-style-type: none"> – Атмосфера: выбросы загрязняющих веществ при работе техники, выбросы попутного нефтяного газа и испарения с поверхности разлитой нефти; – Гидросфера: разрушение берегов водоемов и водотоков при устройстве траншей, разлив загрязняющих веществ и нефти на воде; – Литосфера: нарушение сплошности грунта, попадание в почву загрязняющих веществ, разлив нефти.
<p>4. Безопасность в чрезвычайных ситуациях:</p>	<ul style="list-style-type: none"> – Возможные ЧС: стихийные бедствия, аварийный разлив нефти при разгерметизации трубопровода; – Наиболее типичная ЧС: аварийный разлив нефти при разгерметизации трубопровода;

Дата выдачи задания к разделу по линейному графику	01.02.2023
--	------------

Задание выдал консультант по разделу «Социальная ответственность»:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель ООД ШБИП	Гуляев М.В.	-		01.02.2023

Задание принял к исполнению обучающийся:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б92	Романов Сергей Павлович		01.02.2023

**«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)
09.02.2023	<i>Введение</i>	5
28.02.2023	<i>Обзор литературы</i>	10
18.03.2023	<i>Общие сведения и характеристика объекта</i>	5
27.03.2023	<i>Оценка технического состояния нефтепровода</i>	10
07.04.2023	<i>Расчёт трубопровода на прочность</i>	10
14.04.2023	<i>Мероприятия по обеспечению и проведению ремонтных работ</i>	15
05.05.2023	<i>Ремонт методом врезки под давлением</i>	10
04.05.2023	<i>Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение</i>	10
15.05.2023	<i>Социальная ответственность</i>	10
25.05.2023	<i>Заключение</i>	5
01.06.2023	<i>Презентация</i>	10
	<i>Итого</i>	100

Составил преподаватель:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
доцент ОНД	Гончаров Н.В.	к.т.н.		09.02.2023

Согласовано:

Руководитель ООП, должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ОНД	Чухарева Н.В.	к.х.н., доцент		09.02.2023

Обучающийся:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б92	Романов Сергей Павлович		09.02.2023

РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа содержит 107 страниц, 35 рисунков, 42 таблиц, 44 источников, 2 приложения.

Ключевые слова: магистральный трубопровод, ремонт дефектной секции, врезка под давлением, остановка перекачки, катушка.

Цель работы: разработка технических и технологических решений по обеспечению и проведению капитального ремонта магистрального нефтепровода.

Объект исследования. Процесс капитального ремонта магистрального нефтепровода.

Методология проведения работы: в работе проведены расчёты магистрального нефтепровода на прочность и устойчивость, а также проверена толщина стенки.

Основные конструктивные решения: применение технологии врезки под давлением для проведения капитального ремонта методом вырезки катушки без остановки перекачки.

Область применения: линейная часть магистрального нефтепровода для проведения наиболее экономически эффективного метода капитального ремонта.

Значимость работы: потенциальная эффективность технологического решения связана с проведением капитального ремонта за счёт безостановочной перекачки продукта

					<i>Обеспечение выполнения ремонтных работ на магистральном нефтепроводе, расположенном в Томской области</i>			
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>				
<i>Разраб</i>		<i>Романов С.П.</i>			Реферат	<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Руковод.</i>		<i>Гончаров Н.В.</i>					12	107
<i>Рук-ль ООП</i>		<i>Чухарева Н.В.</i>				Отделение нефтегазового дела Группа 2Б92		

PAPER

The graduate qualification work contains 107 pages, 35 figures, 42 tables, 44 sources, 2 appendixes.

Key words: main pipeline, repair of the defective section, pressure tapping, pumping stop, coil.

The aim of the work: development of technical and technological solutions to ensure and conduct overhaul of the main oil pipeline.

Object of the study. The process of overhaul of the main oil pipeline.

Methodology of the work: in the work calculations of the main oil pipeline for strength and stability were carried out, and the wall thickness was checked.

Main design solutions: application of tie-in technology under pressure for overhaul by coil cut-out method without stopping the pumping.

Scope: the linear part of the main oil pipeline for the most cost-effective method of overhaul.

Significance of the work: the potential effectiveness of the technological solution is associated with the overhaul due to non-stop pumping of the product

					<i>Реферат</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		13

Содержание

Введение.....	16
Определения, обозначения и сокращения	18
1. Общие сведения и характеристика объекта.....	21
1.1 Климатические и природные условия района.....	22
1.2 Характеристика места производства работ	23
2. Оценка технического состояния нефтепровода	24
2.1 Внутритрубная диагностика нефтепровода.....	24
2.2 Дополнительный дефектоскопический контроль	26
3. Расчёт трубопровода на прочность	28
3.1 Расчёт толщины стенки магистрального трубопровода	28
3.2 Расчёт на прочность и устойчивость магистрального трубопровода	29
4. Обоснование метода ремонта.....	33
4.1 Обзор методов ремонта магистральных нефтепроводов.....	33
4.2 Обоснование метода ремонта	37
5. Мероприятия по обеспечению и проведению ремонтных работ.....	40
5.1 Подготовительные работы	41
5.2 Основные работы.....	44
5.3 Заключительные работы.....	56
6. Ремонт методом врезки под давлением	58
6.1 Организация проведения ремонтных работ	58
6.2 Оценка напряжённо-деформированного состояния.....	61
7. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение..	63
7.1 Оценка коммерческого потенциала и перспективности проведения научных исследований с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения	63
7.2 Планирование научно–исследовательских работ.....	71
7.3 Бюджет научно–технической разработки	75
7.4 Определение ресурсной (ресурсосберегающей), финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности исследования .	80

					<i>Обеспечение выполнения ремонтных работ на магистральном нефтепроводе, расположенном в Томской области</i>									
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>										
<i>Разраб</i>		<i>Романов С.П.</i>												
<i>Руковод.</i>		<i>Гончаров Н.В.</i>												
<i>Рук-ль ООП</i>		<i>Чухарева Н.В.</i>												
					Оглавление									
					<table border="1" style="width: 100%; border-collapse: collapse;"> <tr> <td style="width: 33%; text-align: center;"><i>Лит.</i></td> <td style="width: 33%; text-align: center;"><i>Лист</i></td> <td style="width: 33%; text-align: center;"><i>Листов</i></td> </tr> <tr> <td style="text-align: center;"> </td> <td style="text-align: center;">14</td> <td style="text-align: center;">107</td> </tr> <tr> <td colspan="3" style="text-align: center;"> Отделение нефтегазового дела Группа 2Б92 </td> </tr> </table>	<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>		14	107	Отделение нефтегазового дела Группа 2Б92		
<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>												
	14	107												
Отделение нефтегазового дела Группа 2Б92														

8. Социальная ответственность	83
8.1 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности	84
8.2 Производственная безопасность	85
8.3 Повышенная загазованность воздуха рабочей среды, влияние вредных веществ	87
8.4 Отклонение показателей микроклимата на открытом воздухе, рабочей зоны.....	88
8.5 Движущиеся механизмы, подвижные части производственного оборудования	89
8.6 Производственные факторы, связанные с электрическим током	89
8.7 Опасный уровень давления в трубопроводе	91
8.8 Пожаровзрывоопасность	92
8.9 Экологическая безопасность.....	93
Заключение	95
Список используемой литературы	96
Приложение А	101
Приложение Б.....	105

Введение

На фоне западных санкций против России и интереса к российской нефти стран Азиатско-Тихоокеанского региона возрастают объемы поставок нефти по магистральным трубопроводам Сибири: экспорт нефти по МНП ВСТО через порт Козьмино к июлю 2021 года составил 720 тыс. барр./сутки, а в июле 2022 года экспорт вырос на 150 тыс. барр./сутки и стал новым рекордным высоким уровнем – примерно 880 тыс. барр./сутки [1].

Зачастую трубопроводы линейной части магистральных нефтепроводов являются основным способом транспортировки углеводородного сырья. Остановка перекачки при проведении капитального ремонта трубопровода приводит к длительному простоею всего магистрального нефтепровода или системы магистральных нефтепроводов.

В 2019 году в России было проведено ремонтов на 10,3 тыс. км магистральных нефтепроводов, что составило 5,8% от общей длины нефтепроводов страны. В основном ремонты проводились на участках с высоким уровнем износа и повреждений, а также на участках, требующих обновления технических средств и оборудования [2].

Необходимость обеспечения высокой производительности магистральных нефтепроводов вынуждает применять наиболее рациональные способы по поддержанию работоспособности и бесперебойности поставок конечному потребителю. Одним из таких способов является применение технологии врезки под давлением при создании ответвлений и обводных линий вокруг неисправных участков подлежащих ремонту, позволяющей исключить остановку перекачки продукта по трубопроводу.

					<i>Обеспечение выполнения ремонтных работ на магистральном нефтепроводе, расположенном в Томской области</i>			
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>				
<i>Разраб</i>		<i>Романов С.П.</i>			Введение	<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Руковод.</i>		<i>Гончаров Н.В.</i>					16	107
<i>Рук-ль ООП</i>		<i>Чухарева Н.В.</i>				Отделение нефтегазового дела Группа 2Б92		

Определения, обозначения и сокращения

Определения

В данной работе применены следующие термины с соответствующими определениями:

вантуз: Устройство, предназначенное для откачки/закачки/впуска/выпуска в трубопровод продукта при выполнении плановых и аварийных работ.

герметизатор трубопровода: Устройство, предназначенное для временного перекрытия внутренней полости трубопровода, освобожденного от нефти/нефтепродуктов, с целью предотвращения выхода взрывоопасных и горючих паров нефти/нефтепродуктов при ремонтно-восстановительных работах на трубопроводе.

дефект участка трубопровода: Потенциально опасное отклонение геометрического или конструктивного параметра, толщины стенки или показателя качества металла трубы, соединительной детали или сварного шва от требований, установленных в действующих документах по стандартизации и/или технических.

диаметр трубы внутренний: Хорда, проходящая через центр внутренней окружности трубы.

катушка: Отрезок трубы, подготавливаемый для вварки в трубопровод, длиной не менее одного диаметра, изготовленной из трубы того же диаметра, номинальной стенки и аналогичного класса прочности, а также имеющей торцы, обработанные механическим способом или путём газовой резки с последующей обработкой металлорежущим инструментом.

					<i>Обеспечение выполнения ремонтных работ на магистральном нефтепроводе, расположенном в Томской области</i>			
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>				
<i>Разраб</i>		<i>Романов С.П.</i>			Определения, сокращения	<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Руковод.</i>		<i>Гончаров Н.В.</i>					18	107
<i>Рук-ль ООП</i>		<i>Чухарева Н.В.</i>				Отделение нефтегазового дела Группа 2Б92		

магистральный трубопровод: Объект магистрального трубопровода, предназначенный для перемещения транспортируемых нефти/нефтепродуктов, включающий собственно трубопровод, вдольтрассовые линии электропередачи, кабельные линии и сооружения связи, устройства электромеханической защиты от коррозии и иные сооружения и технические устройства, обеспечивающие его эксплуатацию.

остановка перекачки: Прекращение движения нефти/нефтепродукта по трубопроводу в связи с остановкой насосных агрегатов НПС, линейной производственно-диспетчерской станции.

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

ремонт дефектной секции: Восстановление несущей способности секции до уровня бездефектного трубопровода на всё время его дальнейшей эксплуатации.

					Определения, сокращения	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		19

Обозначения и сокращения

МНП – магистральный нефтепровод;

ВСТО – Восточная Сибирь Тихий Океан;

ОУ – очистное устройство;

СОД – средства очистки и диагностики;

НПС – нефтеперекачивающая станция;

ВИП – внутритрубный инспекционный прибор;

ДДК – дополнительный дефектоскопический контроль;

РНУ – районное нефтепроводное управление;

ВИС – внутритрубный инспекционный снаряд;

ППР – проект производства работ;

МТ – магистральный трубопровод;

ГВС – газо-воздушная среда;

ПДК – предельно допустимая концентрация;

ППМТ – подводный переход магистрального трубопровода;

ПНУ – передвижная насосная установка;

АКН – агрегат конденсата нефти;

МРТ – машина для резки труб;

ЛЧМТ – линейная часть магистрального трубопровода;

ГРК – герметизатор резинокордный;

ГРК-М – герметизатор резинокордный на базе резинокордных оболочек «ПЗУ»;

ФУГУ – функционально-универсальное герметизирующее устройство;

КПП СОД – камера пуска и приёма средств очистки и диагностирования;

УХВ – устройство для холодной врезки;

САПР – система автоматизированного проектирования;

НДС – напряжённно-деформированное состояние.

					Определения, сокращения	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		20

1. Общие сведения и характеристика объекта

Нефтепровод «Александровское – Анжеро-Судженск» (рисунок 1.1, таблица 1.1) был запущен в эксплуатацию в 1972 году и имеет диаметр 1220 мм. Он начинается в камере пуска ОУ и СОД ГНПС «Александровская» и протянулся через всю Томскую область до Анжеро-Судженска Кемеровской области. Нефтепровод расположен в Центральной Сибири и проходит через заболоченные и обводненные участки, включая Васюганские и Инкинские болота, а также пересекает множество рек и притоков [3].



Рисунок 1.1 – Магистральный нефтепровод «Александровское – Анжеро-Судженск»

					<i>Обеспечение выполнения ремонтных работ на магистральном нефтепроводе, расположенном в Томской области</i>		
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>			
<i>Разраб</i>		Романов С.П.			Общие сведения и характеристика объекта		
<i>Руковод.</i>		Гончаров Н.В.					
<i>Рук-ль ООП</i>		Чухарева Н.В.					
					<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
						21	107
					Отделение нефтегазового дела Группа 2Б92		

Таблица 1.1 – Основные характеристики нефтепровода

Название трубопровода	«Александровское Анжеро-Судженск»
Год постройки	1973
Наружный диаметр трубопровода	1220 мм
Номинальная толщина стенки	12 мм
Протяжённость	818 км
Тип перекачиваемой среды	Нефть
Средняя пропускная способность	7200 м ³ /ч
Рабочее давление	4.0 МПа
Марка стали	09Г2С
Тип прокладки	Подземный

В этом регионе добываются нефти с различными свойствами (таблица 1.2), такими как плотность, вязкость, давление насыщенных паров и фракционный состав. Однако, в целом, нефть, транспортируемая из этого региона, имеет среднюю плотность и вязкость относительно всей нефти, которая транспортируется в России, а также содержит небольшое количество серы и других примесей.

Таблица 1.2 – Свойства перекачиваемой нефти

1. Тип нефти	Легкая, Средняя
2. Плотность, кг/м ³	■
3. Плотность при 15 °С, кг/м ³	■
4. Плотность при 20 °С, кг/м ³	■
5. Кинематическая вязкость, сСт	■
6. Давление насыщенных паров, кПа	■
7. Фракционный состав	■

1.1 Климатические и природные условия района

На территории, где расположен нефтепровод, климат является континентальным с длительной и холодной зимой, теплым, но коротким летом, а также с короткой весной и осенью. Средняя годовая температура составляет -50 С, а зимний период длится с октября по май. В Томской области январь является самым холодным месяцем с средней температурой -20,6 С, а июль - самым жарким с плюсовой температурой до +17,4 С. Снег выпадает с конца октября до начала апреля, а его толщина достигает 50-60 см. Ветер

наиболее часто дует с запада и юго-запада со скоростью до 10 м/с. [4]. Конец трассы нефтепровода проходит рядом с городом Анжеро-Судженск, который расположен в России в Кемеровской области. Климат данного населенного пункта относится к умеренно-континентальному с холодной зимой и относительно коротким теплым летом. Средняя температура в январе составляет около -16 градусов Цельсия, а в июле - около +18 градусов Цельсия. В зимний период возможны сильные морозы и выпадение снега [5].

1.2 Характеристика места производства работ

Магистральный нефтепровод «Александровское – Анжеро-Судженск» с диаметром 1220 мм протянулся через всю Томскую область и Яйский район Кемеровской области. Его маршрут проходит через населенные пункты, связанные между собой дорогами круглогодичного использования, находящиеся в лесной зоне юго-восточной части Западно-Сибирской низменности.

Ремонт будет производиться на участке [REDACTED], который находится в Кемеровской области (рисунок 1.2). На данном участке находятся [REDACTED] задвижки [REDACTED], а также [REDACTED] вантуза [REDACTED].

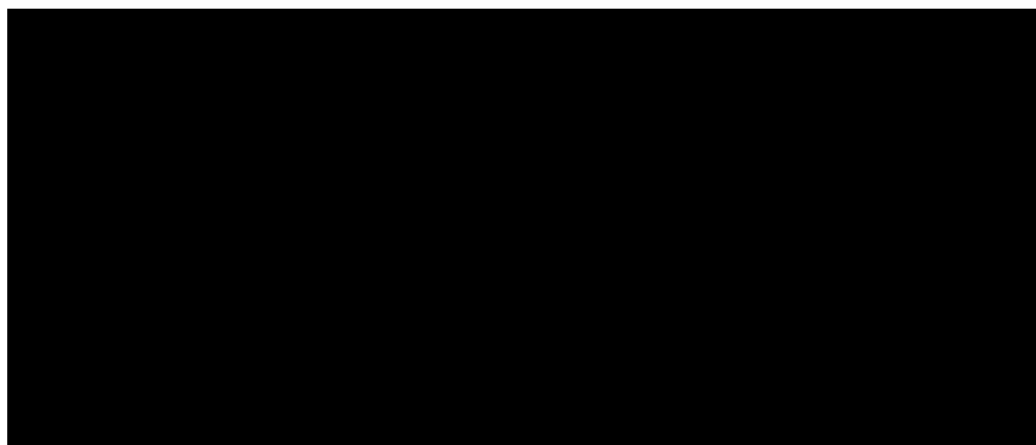


Рисунок 1.2 – Профиль трассы нефтепровода

					Общие сведения и характеристика объекта	Лист
Изм.	Лист	№ докум	Подпись	Дата		23

2. Оценка технического состояния нефтепровода

Оценка технического состояния нефтепровода является важным этапом в обслуживании инженерных систем. Это позволяет определить наличие дефектов и повреждений, которые могут привести к авариям и потере ценных ресурсов. В данном разделе мы рассмотрим основные методы оценки технического состояния нефтепровода и подробно опишем процесс выбора оптимального метода для конкретной ситуации.

2.1 Внутритрубная диагностика нефтепровода

Для обнаружения дефектов стенок трубопровода используются специальные ВИП. В ходе диагностики могут быть выявлены различные дефекты, такие как расслоения, закаты, включения, дефекты сварных стыков, риски, задиры, вмятины и гофры. Кроме того, могут быть обнаружены дефекты, возникшие в процессе эксплуатации, такие как внутренняя и внешняя коррозия, усталостные трещины тела трубы и сварных стыков, вызванные малоцикловыми нагрузками [6].

Внутритрубные устройства (рисунок 2.1, рисунок 2.2) представляют собой механическое устройство с размещенными на нем датчиками, системами сбора, обработки и хранения информации, источником питания [7].

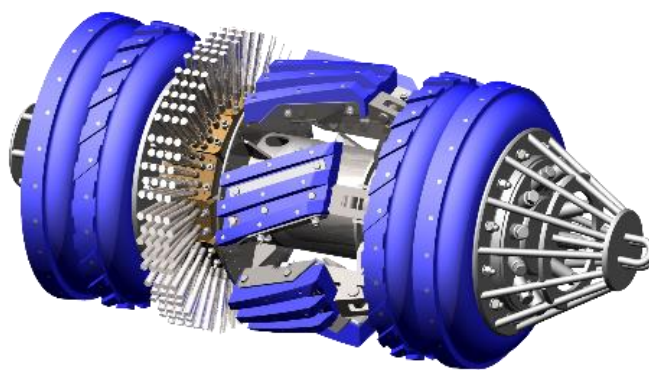


Рисунок 2.1 – Очистной скребок 48-СКР4 [7]

					<i>Обеспечение выполнения ремонтных работ на магистральном нефтепроводе, расположенном в Томской области</i>			
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>				
<i>Разраб</i>		<i>Романов С.П.</i>			Оценка технического состояния нефтепровода	<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Руковод.</i>		<i>Гончаров Н.В.</i>					24	107
<i>Рук-ль ООП</i>		<i>Чухарева Н.В.</i>				Отделение нефтегазового дела Группа 2Б92		

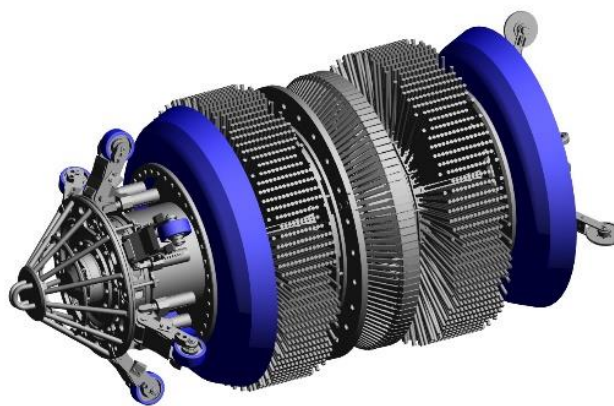


Рисунок 2.2 – Дефектоскоп магнитный 48-МСК.01-00.000-01 [7]

Для проведения внутритрубной диагностики магистрального трубопровода необходимо, чтобы все соединительные элементы и запорная арматура были равнопроходными с трубопроводом, а каждый участок трубопровода должен быть оборудован камерами пуска, приема и очистки ВИП.

Используя внутритрубные снаряды, реализуется 4-х уровневая система диагностирования. Определяются следующие виды дефектов:

- дефекты геометрии трубопровода (вмятины, гофры, овальности поперечного сечения), приводящих к уменьшению проходного сечения,
- дефекты потери металла, уменьшающие толщину стенки трубопровода (коррозионные язвы, царапины, вырывы металла и т.п.), расслоения включения,
- поперечные трещины в теле трубы, поперечные трещины и трещиноподобные дефекты в кольцевых сварных швах,
- продольные трещины в теле трубы, продольные трещины и трещиноподобные дефекты в продольных сварных швах [8].

Последовательность пропуска устройств по внутритрубной диагностике производится в следующем порядке:

- скребок-калибр (типа СКК),
- снаряд-шаблон (типа СНШ),

- профилемер многоканальный (типа ПРН),
- очистной скребок (типа СКР4),
- дефектоскоп (типа МСК).

2.2 Дополнительный дефектоскопический контроль

Перед началом ремонта на участке трубопровода необходимо провести дополнительный дефектоскопический контроль, чтобы выявить возможные скрытые дефекты и повреждения. Для этого используются специальные приборы, которые позволяют обнаружить трещины, коррозию и другие дефекты на поверхности трубы. Если в результате контроля выявляются дефекты, то необходимо принять меры по их устранению перед началом ремонта. Для проведения ДДК используются методы неразрушающего контроля, такие как визуально-измерительный, ультразвуковой, радиографический и магнитный (магнитографический и др.). При подтверждении дефекта на трубопроводе устанавливаются маркерные хомуты, определяющие положение границ дефектного участка по оси трубопровода [9].

ДДК проводится с целью:

- уточнения типов дефектов, выявленных по результатам ВТД,
- уточнения параметров дефектов,
- дополнительных дефектов, не указанных в ТО,
- уточнения метода ремонта.

На основе, проведенного ДДК, ■■■■■ выдала сертификат на дефект (таблица 2.1, таблица 2.2, таблица 2.3, рисунок 2.3, рисунок 2.4).

Таблица 2.1 – Участок диагностики

Организация (ОАО МН)	■■■■■
Управление (РНУ, УМН)	■■■■■
Нефтепровод:	■■■■■
Участок диагностики:	■■■■■
Диаметр трубы (мм):	■■■■■

Таблица 2.2 – Данные по трубным секциям

					Оценка технического состояния нефтепровода	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		26

Номер секции					
Длина секции (м)					
Тип трубы (прям., спир., бесш.)					
Толщина стенки (мм)					
Дистанция начала секции (м)					
Ориентация св. шва (град) нач. секции					

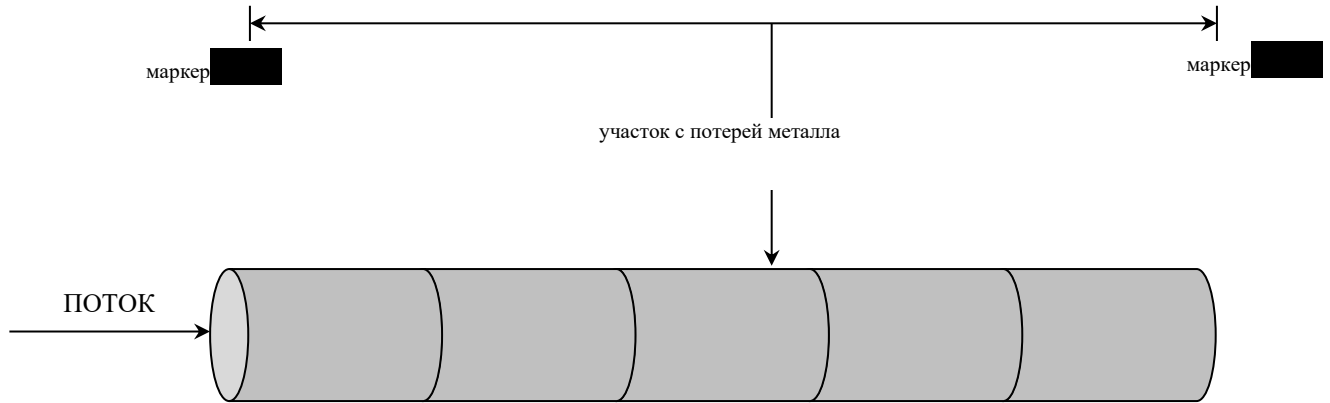


Рисунок 2.3 – Расположение участка с дефектом

Таблица 2.3 – Идентификация дефекта, обнаруженного ВИП

Параметры дефекта	Результаты по ВИП	Результаты по ДДК
Описание дефекта	Участок с потерей металла	Участок с потерей металла
Тип		
Длина, мм		
Ширина, мм		
Глубина, мм		
Угловое положение, град		
Толщина стенки		

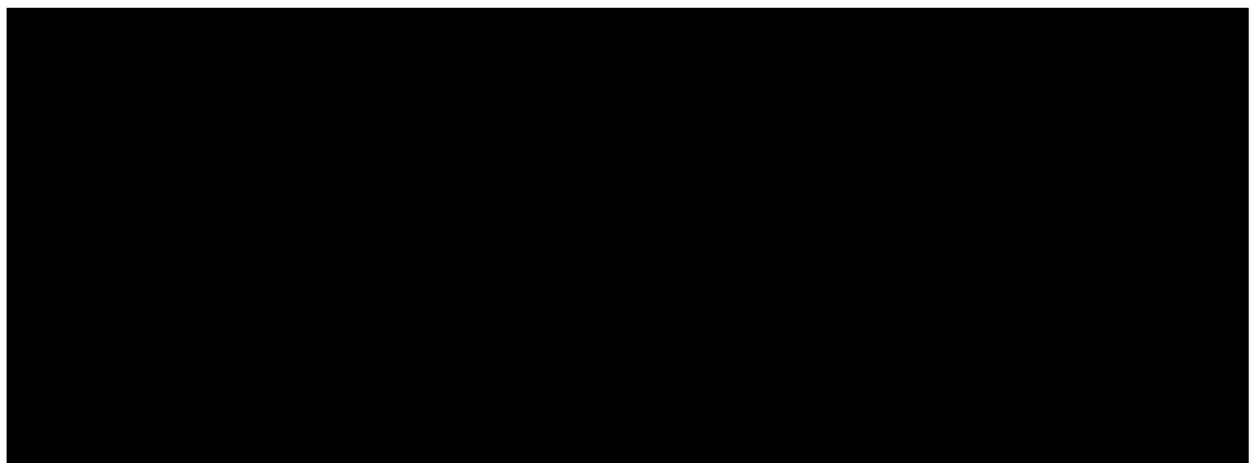


Рисунок 2.4 – Схема расположения дефекта

3. Расчёт трубопровода на прочность

3.1 Расчёт толщины стенки магистрального трубопровода

Таблица 3.1 – Исходные данные трубопровода

D_n , мм	Категория участка	t_ϕ , °C	t_θ , °C	p , МПа	Марка стали
1220	I	-30	10	4	09Г2С

$$R_1 = \frac{R_1^H \cdot m}{k_1 \cdot k_n} \quad (3.1)$$

$$R_1 = \frac{490 \cdot 0,825}{1,47 \cdot 1,155} = 238,1 \text{ МПа}$$

где $R_1^H = \sigma_B$, в соответствии с характеристикой стали К50 (09Г2С) [10],

$m = 0,825$, в соответствии с категорией трубопровода по СП 36.13330.2012 [11],

$k_1 = 1,47$, в соответствии с таблицей из СП 36.13330.2012 [11] для сварных труб, изготовленных двухсторонней электродуговой сваркой,

$k_n = 1,155$, в соответствии с таблицей из СП 36.13330.2012 [11] для нефтепроводов с внутренним давлением до 5,5 МПа и диаметром 1200.

$$\delta = \frac{npD_H}{2(np + R_1)} \quad (3.2)$$

$$\delta = \frac{1,1 \cdot 4 \cdot 1220}{2 \cdot (1,1 \cdot 4 + 238,1)} = 11,07 \text{ мм}$$

где $n = 1,1$, в соответствии с таблицей 14 из СП 36.13330.2012 [11].

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

где $\alpha = 1,2 \cdot 10^{-5} \frac{1}{\text{град}}$, коэффициент линейного расширения в соответствии с СП 36.13330.2012 [11],

$E = 2,06 \cdot 10^5 \text{ МПа}$, модуль упругости в соответствии с СП 36.13330.2012 [11],

					Обеспечение выполнения ремонтных работ на магистральном нефтепроводе, расположенном в Томской области		
Изм.	Лист	№ докум	Подпись	Дата			
Разраб		Романов С.П.			Расчёт трубопровода на прочность		
Руковод.		Гончаров Н.В.					
Рук-ль ООП		Чухарева Н.В.					
					Лит.	Лист	Листов
						28	107
					Отделение нефтегазового дела Группа 2Б92		

$\Delta t = 40$ град.

$$\sigma_{\text{пр.}N} = -1,2 \cdot 10^{-5} \cdot 2,06 \cdot 10^5 \cdot 40 + 0,3 \cdot \frac{1,1 \cdot 4 \cdot 1197,86}{2 \cdot 11,07} = -27,46 \text{ (МПа)}.$$

Коэффициент, учитывающий двухосное напряженное состояние труб:

$$\psi_1 = \sqrt{1 - 0,75 \left(\frac{|\sigma_{\text{пр.}N}|}{R_1} \right)^2} - 0,5 \frac{|\sigma_{\text{пр.}N}|}{R_1}, \quad (3.4)$$

$$\psi_1 = \sqrt{1 - 0,75 \cdot \left(\frac{27,46}{238,1} \right)^2} - 0,5 \cdot \frac{27,46}{238,1} = 0,937$$

Толщина стенки с учётом продольных осевых сжимающих напряжений:

$$\delta = \frac{npD_H}{2(\psi_1 R_1 + np)}, \quad (3.5)$$

$$\delta = \frac{1,1 \cdot 4 \cdot 1220}{2 \cdot (0,937 \cdot 238,1 + 1,1 \cdot 4)} = 11,8 \text{ мм}$$

Принимаем толщину стенки равной 12 мм.

Расчётное значение совпадает с регламентированным в паспорте объекта, значит расчёт выполнен верно.

3.2 Расчёт на прочность и устойчивость магистрального трубопровода

Определим внутренний диаметр трубопровода, исходя из принятой толщины стенки:

$$D_{\text{вн}} = D_{\text{н}} - 2 \cdot \delta, \quad (3.6)$$

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

где $D_{\text{н}} = 1220$ мм – наружный диаметр нефтепровода.

Продольное осевое сжимающее напряжение (согласно ф. 3.3):

$$\sigma_{\text{пр.}N} = -1,2 \cdot 10^{-5} \cdot 2,06 \cdot 10^5 \cdot 40 + 0,3 \cdot \frac{1,1 \cdot 4 \cdot 1196}{2 \cdot 12} = -33,1 \text{ МПа}$$

Кольцевые напряжения от расчётного внутреннего давления:

$$\sigma_{\text{кц}} = \frac{npD_{\text{вн}}}{2\delta_{\text{н}}}, \quad (3.7)$$

где $n = 1,1$ - коэффициент надежности по нагрузке - внутреннему рабочему давлению в трубопроводе,

$p_{\text{доп}} = 4$ МПа - рабочее давление,

$D_{\text{вн}} = 1196$ мм - внутренний диаметр нефтепровода,

$\delta_{\text{н}} = 12$ мм - номинальная толщина стенки трубы.

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

Т.к. $\sigma_{\text{пр.}N} < 0$, то

$$\psi_2 = \sqrt{1 - 0,75 \left(\frac{|\sigma_{\text{кц}}|}{R_1} \right)^2} - 0,5 \frac{|\sigma_{\text{кц}}|}{R_1}, \quad (3.8)$$

где $\sigma_{\text{кц}} = 219,3$ МПа - кольцевые напряжения от расчётного внутреннего давления,

$R_1 = 238,1$ МПа - расчетное сопротивление растяжению (сжатию) металла труб,

$$\psi_2 = \sqrt{1 - 0,75 \cdot \left(\frac{219,3}{238,1} \right)^2} - 0,5 \cdot \frac{219,3}{238,1} = 0,1426$$

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

$$|\sigma_{\text{пр.}N}| \leq \psi_2 R_1, \quad (3.9)$$

$$\psi_2 R_1 = 0,1426 \cdot 238,1 = 33,95$$

$$33,1 \leq 33,95$$

Условие прочности трубопровода выполняется.

Выполним проверку на недопустимость пластических деформаций.

Кольцевые напряжения от нормативного (рабочего) давления:

$$\sigma_{\text{кц}}^{\text{н}} = \frac{p D_{\text{вн}}}{2 \delta_{\text{н}}}; \quad (3.10)$$

где $p_{\text{доп}} = 4$ МПа - рабочее давление,

$D_{\text{вн}} = 1196$ мм - внутренний диаметр нефтепровода,

$\delta_{\text{н}} = 12$ мм - номинальная толщина стенки трубы.

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

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

$$\sigma_{\text{пр}}^{\text{н}} = \mu \sigma_{\text{кц}}^{\text{н}} - \alpha E \Delta t \pm \frac{E D_{\text{н}}}{2R}, \quad (3.11)$$

где $\mu = 0,3$ - переменный коэффициент поперечной деформации стали (коэффициент Пуассона),

$\sigma_{\text{кц}}^{\text{н}} = 199,3$ МПа - кольцевые напряжения от нормативного (рабочего) давления, МПа,

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

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

$\Delta t = 40^{\circ}\text{C}$ - температурный перепад, принимаемый положительным при нагревании,

$D_{\text{н}} = 1220$ мм – наружный диаметр нефтепровода,

$R = 1220$ м – минимальный допустимый радиус упругого изгиба СП 34-112-97 [12],

$$1) \sigma_{\text{пр}}^{\text{н}} = 0,3 \cdot 199,3 - 98,88 + \frac{2,06 \cdot 10^5 \cdot 1220}{2 \cdot 1220000} = 63,91 \text{ МПа}$$

$$2) \sigma_{\text{пр}}^{\text{н}} = 0,3 \cdot 199,3 - 98,88 - \frac{2,06 \cdot 10^5 \cdot 1220}{2 \cdot 1220000} = -142,09 \text{ МПа}$$

Коэффициент, учитывающий двухосное напряженное состояние металла:

$$\psi_3 = \sqrt{1 - 0,75 \left(\frac{\sigma_{\text{кц}}^{\text{н}}}{m R_2^{\text{н}}} \right)^2} - 0,5 \frac{\sigma_{\text{кц}}^{\text{н}}}{0,9 k_{\text{н}} R_2^{\text{н}}}, \quad (3.12)$$

где $\sigma_{\text{кц}}^{\text{н}} = 199,3$ МПа - кольцевые напряжения от нормативного (рабочего) давления, МПа,

$m = 0,825$ - коэффициент условий работы трубопровода,

$k_{\text{н}} = 1,155$ - коэффициент надежности по назначению трубопровода,

$R_2^{\text{н}} = 490$ МПа - предел текучести стали 09Г2С,

$$\psi_3 = \sqrt{1 - 0,75 \left(\frac{199,3}{0,825 \cdot 490} \right)^2} - 0,5 \cdot \frac{199,3}{0,825 \cdot 490} = 0,64$$

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

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

$$\text{б) } \sigma_{\text{кц}}^{\text{H}} \leq \frac{m}{0,9k_{\text{H}}} R_2^{\text{H}}.$$

$$\psi_3 \frac{m}{0,9k_{\text{H}}} R_2^{\text{H}}; \quad (3.13)$$

$$1) 1 \frac{0,825}{0,9 \cdot 1,155} \cdot 490 = 388,9 \text{ (МПа)}, \text{ т. к. } \sigma_{\text{пр}}^{\text{H}} > 0, \text{ то } \psi_3 = 1.$$

$$2) 0,64 \frac{0,825}{0,9 \cdot 1,155} \cdot 490 = 248,8 \text{ (МПа)}, \text{ т. к. } \sigma_{\text{пр}}^{\text{H}} < 0, \text{ то } \psi_3 = 0,64.$$

$$\text{а) } 1) 63,91 < 388,9,$$

$$2) |-142,09| < 248,8,$$

$$\text{б) } 199,3 < 388,9.$$

Оба условия недопустимости пластических деформаций выполняется.

При проверке магистрального нефтепровода на прочность и устойчивость были проверены условия соблюдения показателей, которые удовлетворяют условиям.

4. Обоснование метода ремонта

Ремонтные работы на магистральных нефтепроводах не только улучшают безопасность и надежность транспортировки жидкостей, но и позволяют продлить срок эксплуатации трубопроводов. Однако, выбор метода ремонта является ключевым фактором для достижения эффективного результата. В данном разделе мы рассмотрим основные методы ремонта трубопроводов и обоснуем выбор оптимального метода для каждой конкретной ситуации.

4.1 Обзор методов ремонта магистральных нефтепроводов

По объёму и характеру выполняемых работ ремонт линейной части магистральных нефтепроводов подразделяется на:

- внеплановый ремонт;
- текущий ремонт;
- средний ремонт;
- капитальный ремонт [13].

Более подробно рассмотрим капитальный ремонт.

Капитальный ремонт линейной части магистральных трубопроводов характеризуется большими объемами производимых работ, связан с вскрытием трубопровода, производится в плановом порядке на основании сведений об авариях и повреждениях и обследовании технического состояния участков трубопровода, намечаемых для ремонта.

Капитальный ремонт выполняется на основании специально составленной проектно-технической и сметной документации.

По характеру выполняемых работ капитальный ремонт в свою очередь делится на три вида:

					<i>Обеспечение выполнения ремонтных работ на магистральном нефтепроводе, расположенном в Томской области</i>			
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>				
<i>Разраб</i>		<i>Романов С.П.</i>			Обоснование метода ремонта	<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Руковод.</i>		<i>Гончаров Н.В.</i>					33	107
<i>Рук-ль ООП</i>		<i>Чухарева Н.В.</i>				Отделение нефтегазового дела Группа 2Б92		

1) капитальный ремонт с заменой изоляции производится при необходимости замены пришедшей в негодность изоляции с восстановлением (при необходимости) несущей способности стенки трубопровода. Может производиться без остановки перекачки продукта по трубопроводу. Полностью снимается старая изоляция, накладывается новая,

2) капитальный ремонт с восстановлением стенки трубы (выборочный ремонт) – это ремонт участков трубопроводов с опасными и потенциально-опасными дефектами стенки, выявленными при обследовании внутритрубными инспекционными снарядами (ВИС), а также ремонт сложных участков (мест пересечений с наземными и подземными коммуникациями и участков, примыкающих к узлам линейной арматуры). В зависимости от технического состояния трубопровода может производиться без остановки перекачки после снижения рабочего давления или с кратковременной остановкой на время подъема трубопровода,

3) капитальный ремонт с заменой труб применяется при износе стенки трубопровода на значительном протяжении. Трубы заменяются только с разрешения вышестоящей организации по представлении краткой характеристики технического состояния участка трубопровода. Производится с остановкой перекачки на время врезки новых участков трубы.

При частичной замене трубы работы производятся ремонтно-строительным управлением с привлечением ремонтно-восстановительной бригады; при замене больших участков трубопровода специализированной строительно-монтажной организацией по техническим условиям на сооружение магистральных трубопроводов.

К этому же виду ремонта относятся работы по модернизации и переносу трубопровода для обхода каких-либо объектов и населенных пунктов, очистка внутренней полости трубопровода при подготовке его к перекачке другого вида продукта [14].

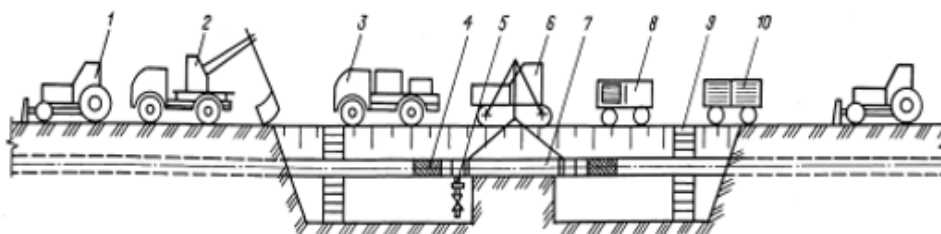
При проведении ремонтных работ магистрального нефтепровода могут применяться следующие методы ремонта:

					Обоснование метода ремонта	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		34

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

Метод шлифовки является эффективным способом восстановления труб с различными дефектами, такими как коррозия, расслоение и мелкие трещины. При этом поврежденный слой металла удаляется, поверхность восстанавливается, концентрация напряжений снижается. Максимальная глубина зашлифованного участка не должна превышать 20% от номинальной толщины стенки, а максимально допустимое давление в трубе при проведении выборочного ремонта методом шлифовки составляет не более 2,5 МПа. После шлифовки участок проходит контроль на дефекты.

Для проведения качественной заварки необходимо соблюдать определенные условия, установленные в РД 153-39.4-067-04. Это включает в себя ограничения на глубину и максимальный линейный размер дефекта, а также расстояние между повреждениями и сварными швами. Заварку можно проводить только на заполненном нефтепроводе. Если обнаруживается недопустимое сужение проходного диаметра, невозможность обеспечения требуемой степени восстановления или экономическая нецелесообразность установки муфт, то используется метод вырезки катушки. При этом дефектный участок вырезается и заменяется бездефектной катушкой. (рисунок 4.1) [15].



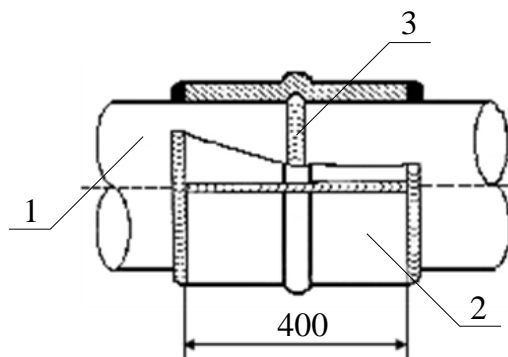
1 – бульдозер; 2 – экскаватор; 3 – ПНА-2; 4 - глиняные пробки; 5 – задвижка; 6 – кран-трубоукладчик; 7 – «катушка»; 8 – электростанция; 9 – лестница; 10 – сварочный агрегат.

Изм.	Лист	№ докум	Подпись	Дата

Рисунок 4.1 – Технологическая схема ремонта участка нефтепровода с заменой «катушки», трубы, узлов линейной арматуры

Ввариваемые катушки изготавливаются из труб, прошедших гидравлические испытания внутренним давлением в соответствии со СП 36.133330.2012 [11], величина которого должна быть не ниже давления, вызывающего в стенках труб кольцевое напряжение, равное 95% нормативного предела текучести (заводское испытательное давление).

Для ремонта нефтепровода могут использоваться различные конструкции, в зависимости от характера повреждений и условий эксплуатации. Установка ремонтной конструкции применяется при дефекте более 20% номинальной толщины стенки. В зависимости от дефекта применяются следующие ремонтные конструкции: композитная муфта (П1, П1В, П1П7), обжимная приварная муфта с технологическими кольцами (П2) (рисунок 4.2), галтельная муфта (П3) (рисунок 4.2), галтельная муфта с короткой полостью (П4), сварная галтельная муфта с технологическими кольцами (П5), удлиненная сварная галтельная муфта с технологическими кольцами (П5У), удлиненная галтельная муфта с заполнением антикоррозийной жидкостью (П6), приварной патрубков с эллиптическим дном (П7), муфтовый тройник (П8), разрезной тройник (П9), герметизирующий чоп (П10), приварная необжимная муфта с технологическими кольцами (В1), приварная муфта с коническими переходами (В2) [16].



1 – трубопровод; 2 – муфта с галтелью; 3 – дефектный кольцевой шов

Рисунок 4.2 – Галтельная муфта [16]

4.2 Обоснование метода ремонта

Согласно таблице 2.3 и рисунку 2.4, необходимо устранить дефект потеря металла. Из рассмотренных ранее методов ремонта выбираем подходящий метод, а именно вырезка катушки. Однако при выполнении ремонтных работ таким способом необходимо остановить транспортировку нефти на 72 часа. Для решения этой проблемы существует метод врезки под давлением. Ранее этот метод регламентировался компанией Транснефть в РД-23.040.00-КТН-386-09, но этот документ был заменён на РД-23.040.00-КТН-064-18 [17], который в свою очередь не регламентирует данный метод ремонта. Тем не менее, целесообразно обосновать этот метод с помощью экономических расчётов, представленный далее.

Расчёт потерь при ремонте с остановкой перекачки

Для трубопроводов круглого сечения площадь поперечного сечения оценивается как:

$$S = \frac{\pi \cdot D^2}{4}, \quad (4.1)$$

Где $D = 1220$ мм – диаметр трубопровода.

$$S = \frac{3,14 \cdot 1,22^2}{4} = 1,17 \text{ м}^2.$$

Средняя скорость течения нефти по трубопроводу:

$$\omega = \frac{Q}{S}, \quad (4.2)$$

Где $Q = 2 \text{ м}^3/\text{с}$ – объёмный расход.

$$\omega = \frac{2}{1,17} = 1,71 \frac{\text{м}}{\text{с}}.$$

Рассчитываем объём нефти, который мог бы пройти через трубопровод за время проведения капитального ремонта (72 часа):

$$V_{\text{н}} = \omega \cdot D \cdot 3600 \cdot 72, \quad (4.3)$$

$$V_{\text{н}} = 1,71 \cdot 1,22 \cdot 3600 \cdot 72 = 540743 \text{ м}^3.$$

Расчёт потерь при ремонте без остановки перекачки нефти

Так как при таком ремонте перекачка нефти не прекращается, то потери

					Обоснование метода ремонта	Лист
Изм.	Лист	№ докум	Подпись	Дата		37

Таблица 4.2 – Преимущества и недостатки метода врезки под давлением

Преимущества	Недостатки
Бесперебойная перекачка среды	Большой объём работ
Отсутствие пуска/остановки насосных агрегатов	Необходимость высококвалифицированных сотрудников
Значительное сокращение экономических потерь, связанных с простоем производства	Дороговизна оборудования
Исключение загрязнения окружающей среды	Образование металлической стружки в полости трубопровода

На основании расчёта по формуле 4.4 и приведённых таблиц выбираем метод врезки под давлением.

5. Мероприятия по обеспечению и проведению ремонтных работ

Ремонтные работы на магистральных трубопроводах являются необходимым мероприятием для обеспечения безопасности и надежности транспортировки нефти. Однако, проведение таких работ требует не только квалифицированных специалистов, но и использования современных технологий и инструментов. В данном разделе мы рассмотрим основные мероприятия по обеспечению и проведению ремонтных работ на трубопроводах, а также рассмотрим возможности современных технологий для улучшения качества и эффективности таких работ.

Для выполнения подготовительных и основных работ в трубопроводе необходимо использовать катушки, материалы, оборудование, приспособления и оснастку, которые выдерживают рабочее давление и соответствуют нормативным документам, ТУ изготовителя продукции и Реестру ОВП. Входной контроль проводится на месте производства работ с использованием технологических карт, разработанных в соответствии с ОР-91.010.30-КТН-111-12 [18], и результаты проведённого контроля заносятся в журнал входного контроля. Работы должны выполняться в соответствии с проектом производства работ, разработанным на основании рабочей документации, требований данного документа и утвержденным главным инженером ОСТ, а также по технологическим картам на выполняемые виды работ, разработанным в соответствии с ОР-91.010.30-КТН-111-12 [18]. Список проводимых работ включает в себя подготовительные, основные и заключительные работы, приведённые в РД-23.040.00-КТН-064-18 [17].

					<i>Обеспечение выполнения ремонтных работ на магистральном нефтепроводе, расположенном в Томской области</i>			
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>				
<i>Разраб</i>		<i>Романов С.П.</i>			Мероприятия по обеспечению и проведению ремонтных работ	<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Руковод.</i>		<i>Гончаров Н.В.</i>					40	107
<i>Рук-ль ООП</i>		<i>Чухарева Н.В.</i>				Отделение нефтегазового дела Группа 2Б92		

5.1 Подготовительные работы

В состав земляных работ входят: оформление разрешительных документов, обозначение трассы трубопровода, подготовка площадок для работ и проездов для техники, обустройство переездов через МТ, разработка ремонтных котлованов и планировка поверхности земли, подготовка площадок для хранения нефти и рекультивация земель после выполнения работ.

Для снятия плодородного слоя почвы будет применяться бульдозер Б-10М с оборудованием рыхлителя (таблица 5.1, рисунок 5.1).

Таблица 5.1 – Технические характеристики Б-10М [19]

Наименование параметра	Значение
Ширина отвала, мм	3310
Высота отвала, мм	1000
Тяговый класс	10
Удельное давление на грунт, кПа	55
Мощность двигателя, кВт	132
Масса, кг	19500



Рисунок 5.1 – Бульдозер Б-10М [19]

Разработка и обустройство ремонтного котлована выполняется с помощью одноковшового экскаватора ЕК-270 LC-05 (таблица 5.2, рисунок 5.2).

Таблица 5.2 – Технические характеристики ЕК-270 LC-05 [20]

					Мероприятия по обеспечению и проведению ремонтных работ	Лист
Изм.	Лист	№ докум	Подпись	Дата		41

Наименование параметра	Значение
Емкость основного ковша, м ³	1,25
Номинальная мощность двигателя, кВт	132
Максимальное усилие копания ковшом, кН	200
Давление на опорную поверхность, кг/см ²	0,55
Ширина гусеничной ленты, мм	600
Масса, кг	28000
Геометрические параметры	
Длина стрелы, м	6,0
Длина рукояти, м	2,4



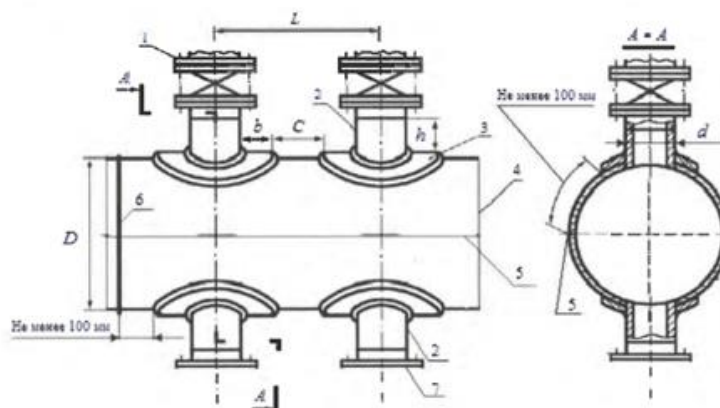
Рисунок 5.2 Экскаватор EK-270 LC-05 [20]

Для снятия изоляции с трубы используется ручной скребок, которым могут пользоваться не более двух рабочих в присутствии страховщиков. При проведении данного вида работ необходимо постоянно контролировать газоздушную среду на предмет загазованности и фиксировать результаты. Контроль воздуха проводят перед началом работы, после каждого перерыва и не реже одного часа работы. Для отбора проб используется сертифицированный газоанализатор АНТ-3М. Работы можно проводить при концентрации газоздушной среды не выше ПДК (300 мг/м³). Перед

					Мероприятия по обеспечению и проведению ремонтных работ	Лист
Изм.	Лист	№ докум	Подпись	Дата		42

монтажом и приваркой тройников, вантузов и патрубков необходимо снять изоляционное покрытие на расстоянии до 100 мм от наружных швов армирующего покрытия и очистить поверхность трубы от грязи, ржавчины и окалины. Очистку труб проводят для удаления обломков грунта из тела трубы после разработки ремонтного котлована одноковшовым экскаватором. Для этого используются такие ручные инструменты, как лопаты, скребки и топоры, а также болгарка, чтобы нарезать до металлического блеска. [17].

Для врезки вантузов в трубопровод необходимо установить их на дефектном участке вырезаемой катушки или в более низких точках трассы по геодезическим отметкам в соответствии с технологией освобождения МТ от нефти/нефтепродукта. Также вантузы могут использоваться для подключения насосных агрегатов и впуска воздуха при освобождении и заполнении МТ ГВС. После установки вантузов на катушке для откачки нефти/нефтепродукта они должны быть вырезаны вместе с катушкой. Схема монтажа вантузов на трубопроводе на вырезаемой (удаляемой) катушке приведена на рисунке 5.3 [17].



1 - вантузная задвижка; 2 - патрубок; 3 - усиливающая накладка; 4 - трубопровод; 5 - продольный сварной шов; 6 - поперечный сварной шов; 7 - фланец; L – расстояние между вантузами; b - ширина усиливающей накладки; d - диаметр вантуза (патрубка); D - диаметр трубопровода; h - высота патрубка вантуза; C - минимальное расстояние между усиливающими накладками

Рисунок 5.3 - Схема монтажа вантузов на вырезаемой катушке [17]

Для проверки задвижек на герметичность необходимо провести следующие действия:

- закрыть задвижку и открыть вентиль, чтобы сбросить давление в трубопроводе,
- проверить задвижку на наличие утечек в местах соединения с трубопроводом и другими элементами,
- проверить состояние уплотнительных элементов задвижки, таких как прокладки, манжеты и т.д,
- проверить работу механизма задвижки на открытие и закрытие,
- при необходимости заменить или отремонтировать уплотнительные элементы или механизм задвижки,

После проведения работ повторно проверить задвижку на герметичность. Контроль герметичности затвора проводят с помощью акустико-эмиссионных течеискателей [17].

5.2 Основные работы

Для откачки нефти из ремонтируемого участка трубопровода необходимо провести следующие действия: остановить подачу нефти в трубопровод и открыть задвижки на обоих концах ремонтируемого участка, подключить насосы для откачки нефти из трубопровода (насосы должны быть установлены на безопасном расстоянии от ремонтируемого участка), проверить, что насосы работают правильно и не создают дополнительных проблем, начать откачку нефти из трубопровода с помощью насосов (необходимо следить за скоростью откачки и контролировать уровень нефти в резервуарах для сбора), после окончания откачки закрыть задвижки на обоих концах ремонтируемого участка, произвести ремонт на участке трубопровода, после окончания ремонта проверить герметичность задвижек и подачу нефти в трубопровод. При выполнении работ по освобождению МТ техника и оборудования должна размещаться согласно рисунку 4.9. Все расстояния, на

					Мероприятия по обеспечению и проведению ремонтных работ	Лист
Изм.	Лист	№ докум	Подпись	Дата		44

которых должна располагаться техника регламентированы РД-23.040.00-КТН-064-18 [17].

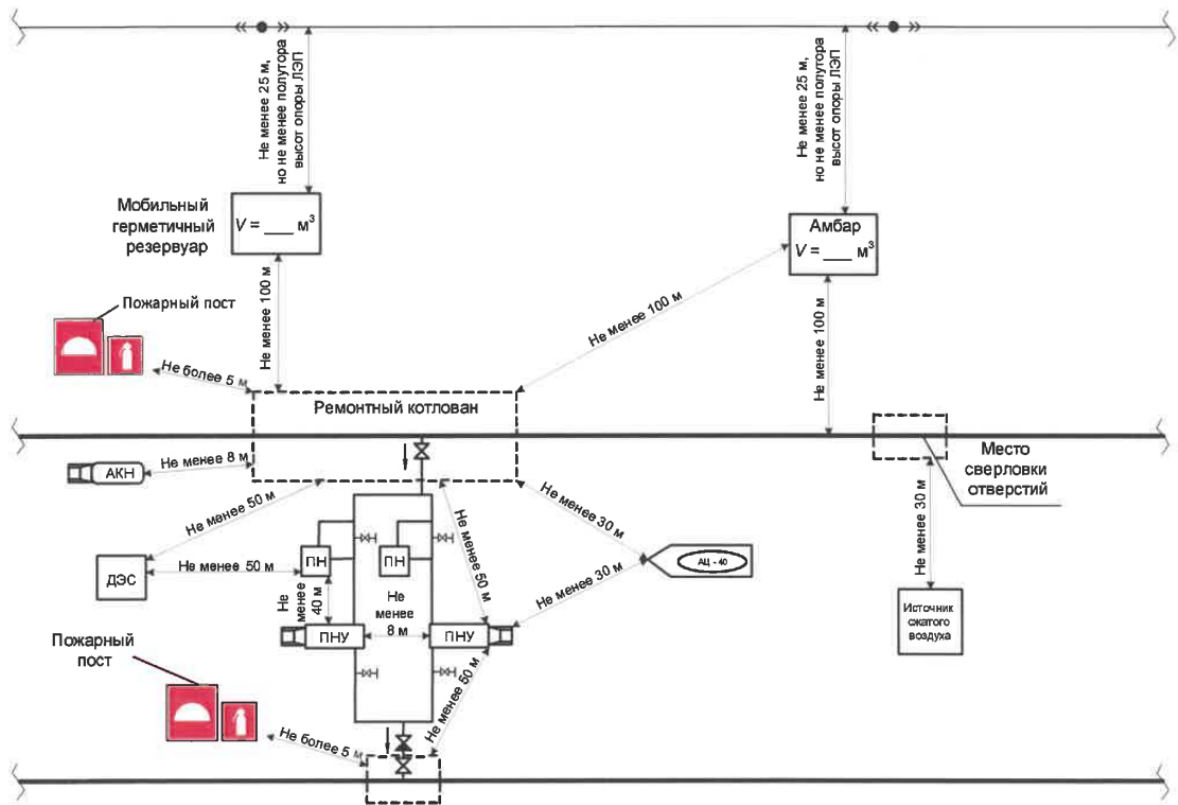


Рисунок 5.4 – Схема размещения техники и оборудования относительно мест проведения работ [17]

Для опорожнения аварийного участка нефтепровода перед ремонтом и заправки собранной нефти в действующий нефтепровод применяется ПНУ-2 (рисунок 5.5, таблица 5.3).



Рисунок 5.5– ПНУ-2 [21]

Таблица 5.3 – Технические характеристики ПНУ-2 [21]

Наименование параметра	Значение
Основной насос	ПН 150-50
— подача номинальная, м ³ /ч	150
— номинальный напор, м	530±30
— номинальная мощность, кВт	350
Бортовой манипулятор	ИМ-40Т
— грузоподъемность, т	0,99
— максимальный вылет стрелы, м	3,58
Полная масса, кг	21000
Состав комплекта (съёмные элементы):	
- Подпорный электронасос ЦНС 150-50 (рисунок 5.6), шт	1
- Металлорукав МРВД-3-150-2,5-6,0-УХЛ1, шт	3
- Рукав напорный ПНА-150-6,4-ХЛ;	3
- обратный клапан	



Рисунок 5.6 – Подпорный электронасос ЦНС 150-50

Для выработки трёхфазного переменного электрического тока частотой при обслуживании зон, удалённых от линий электропередач применяют дизельную электростанцию ДЭС-100 (таблица 5.4, рисунок 5.7).

Таблица 5.4 – Технические характеристики ДЭС-100 [22]

Наименование параметра	Значение
Номинальная мощность, кВт	100
Род тока	переменный трехфазный
Номинальное напряжение, В	400
Номинальный ток, А	180
Масса сухого электроагрегата, кг	2030



Рисунок 5.7 – ДЭС-100 [22]

При сборе газового конденсата, разлитой нефти, продуктов нефтепереработки и технических жидкостей, а также их перевозке к месту утилизации применяются вакуумная нефтепромысловая автоцистерна АКН-10 ОД на базе КАМАЗ 43118 (таблица 5.5, рисунок 5.8).

Таблица 5.5 – Технические характеристики АКН-10 ОД [23]

Наименование параметра	Значение
Объем цистерны, м ³	10
Количество секций	1
Открывание дна	механическое
Напорно-всасывающие рукава	2 шт. ДУ-75, длина 6 м., с БРС-3
Шасси	КамаЗ-43118 (6х6)



Рисунок 5.8 – АКН-10 ОД [23]

Вырезка катушки. Производится одним из способов:

- безогневым методом (машинки для резки труб, ручные ножовки, ручные труборезы, труборезы токарного типа),
- с применением энергии взрыва (удлиненные кумулятивные заряды, шнуровых кумулятивных зарядов).

В МТ на месте вырезки катушки перед началом и на весь период производства работ должно быть обеспечено поддержание атмосферного давления и выполнены мероприятия по предотвращению попадания нефти/нефтепродукта к месту вырезки катушки. За 24 ч до начала вырезки катушки должны быть отключены станции катодной и дренажной защиты МТ на расстоянии не менее 10 км в обе стороны от места производства работ. Длина вырезаемой катушки должна превышать длину дефектного участка не менее чем на 100 мм с каждой стороны. На время проведения работ, а также для устранения загазованности должны применяться взрывозащищенные осевые вентиляторы ВО 06-300 № 6,3 с диффузором (таблица 5.6, рисунок 5.9).

Таблица 5.6 – Технические характеристики ВО 06-300 № 6,3 [24]

Наименование параметра	Значение
Производительность, м ³ /час	9600-15000
Мощность электродвигателя, кВт	1,1
Полное давление, Па	200-110
Масса, кг	36



Рисунок 5.9 – ВО 06-300 № 6,3 [24]

В данной работе будет рассмотрен метод вырезки с использованием МРТ 325-1420 «Волжанка-3» (таблица 5.7, рисунок 5.10).

Таблица 5.7 – Технические характеристики МРТ «Волжанка-3» [25]

Наименование параметра	Значение
Диаметр отрезаемой трубы, мм	325-1420 мм
Частота вращения режущего инструмента, об./мин.	57+2,5
Подача режущего инструмента, мм/мин	30+1,0
Время реза трубы, мин.	
- при диаметре 1067 мм	106
- при диаметре 1220 мм	128
Мощность, кВт	2,2
Масса пульта управления, не более, кг	35



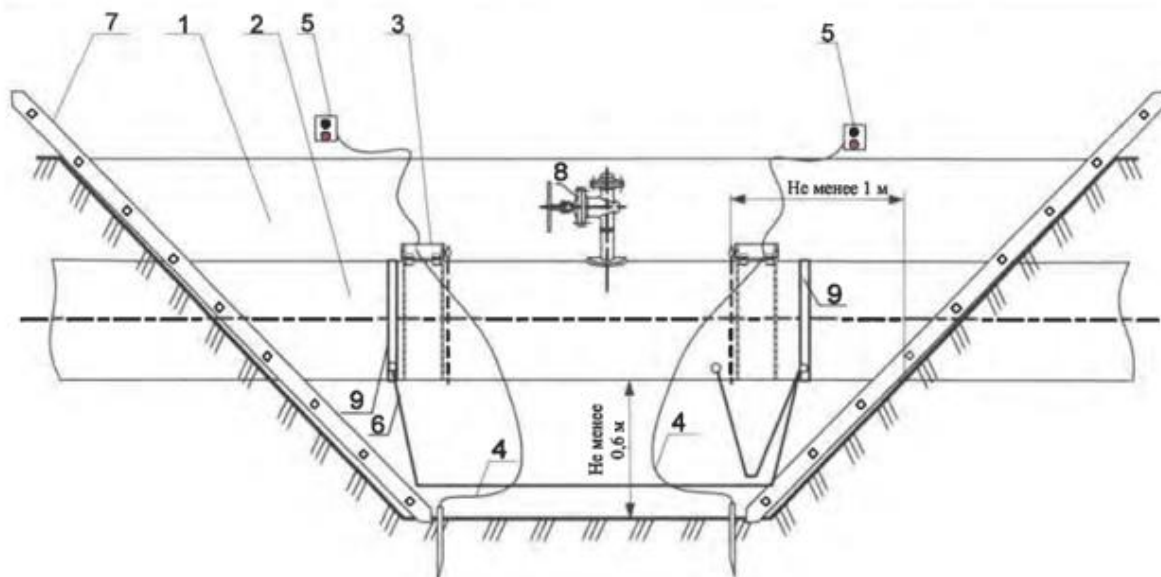
Рисунок 5.10 – МРТ «Волжанка-3» [25]

Для безопасной вырезки катушки трубы необходимо использовать специализированную машину для резки труб (МРТ) с электроприводом, пневмоприводом или гидроприводом, которая должна соответствовать требованиям взрывобезопасности. Скорость вращения режущего инструмента не должна превышать 60 об/мин, а подача не должна превышать 30 мм/мин. Перед использованием МРТ необходимо ознакомиться с руководством по эксплуатации, которое должно содержать информацию о транспортировке, установке, подготовке к эксплуатации, разделке, разборке и хранении. Для вырезки катушки необходимо использовать две МРТ, установленные на трубе согласно схемам по вырезки катушек, запорной арматуры и соединительных деталей. Важно помнить, что запрещается устанавливать машинку для резки труб на вырезаемую катушку.

Работы при резке труб должны проводить по схеме, приведённой на рисунке 5.11, в указанной последовательности:

- подготовка МРТ: проверить наличие всех необходимых инструментов, установить режущий инструмент и настроить скорость вращения и подачу,
- проверка безопасности: убедиться в отсутствии людей в зоне работы МРТ, проверить наличие ограждений и защитных устройств,
- установка МРТ на трубу: согласно схеме установить две МРТ на трубу и закрепить их,
- запуск МРТ: включить электропривод, пневмопривод или гидропривод МРТ, проверить работу режущего инструмента,
- начало резки: поставить режущий инструмент на начальную точку резки и начать резку трубы согласно схеме,
- контроль качества резки: периодически проверять качество резки и корректировать скорость вращения и подачу при необходимости,
- завершение резки: остановить МРТ, снять режущий инструмент и проверить качество резки,

- разборка МРТ: снять МРТ с трубы, разобрать и очистить от остатков материала, проверить наличие повреждений и сохранить в соответствующем месте хранения [17].



1 - ремонтный котлован; 2 - трубопровод; 3 - МРТ; 4 - провод заземления МРТ со штырем; 5 - пульт управления МРТ; 6 - шунтирующая перемычка; 7 - приставная лестница; 8 - вантуз; 9 - гибкая стальная лента (хомут)

Рисунок 5.11 - Схема безогневой вырезки катушки [17]

После выполнения работ по вырезке катушки МРТ необходимо провести проверку трубопровода на наличие повреждений и очистить его от остатков материала, образовавшихся в результате резки. Оборудование должно быть отправлено на техническое обслуживание и проверку после каждого использования. Все работы по вырезке катушки МРТ должны выполняться под наблюдением ответственного лица, имеющего соответствующую квалификацию и опыт работы с данным оборудованием. Однако, работа по вырезке катушки безогневым методом запрещается при наличии определенных условий, таких как неисправность и некомплектность МРТ, расстояние между стенкой ремонтного котлована и МРТ менее 0,6 м и другие. После окончания работ по вырезке катушки МРТ необходимо демонтировать ее, освободить ремонтный котлован от вырезанной катушки и зачистить от замазученности.

Внутренняя полость ЛЧ МТ должна перекрываться герметизаторами «ФУГУ» ((от DN400 до DN 1200) и/или ГРК/ГРК-М (от DN 100 до DN 1200). Запрещается применение герметизаторов «Кайман» в качестве герметизирующего устройства. Внутренняя полость трубопроводов ЛЧ МТ для безопасного проведения огневых работ должна перекрываться герметизаторами «ФУГУ», ГРК, ГРК-М.

По завершению ремонтных работ при заполнении МТ нефтью/нефтепродуктом следует организовать контроль за движением герметизаторов по МТ до момента их поступления в КПП СОД. Для безопасного приема групп герметизаторов должно быть установлено устройство улавливания герметизаторов [17].

Возможные схемы размещения герметизаторов представлены на рисунках 5.12 и 5.13 [17].

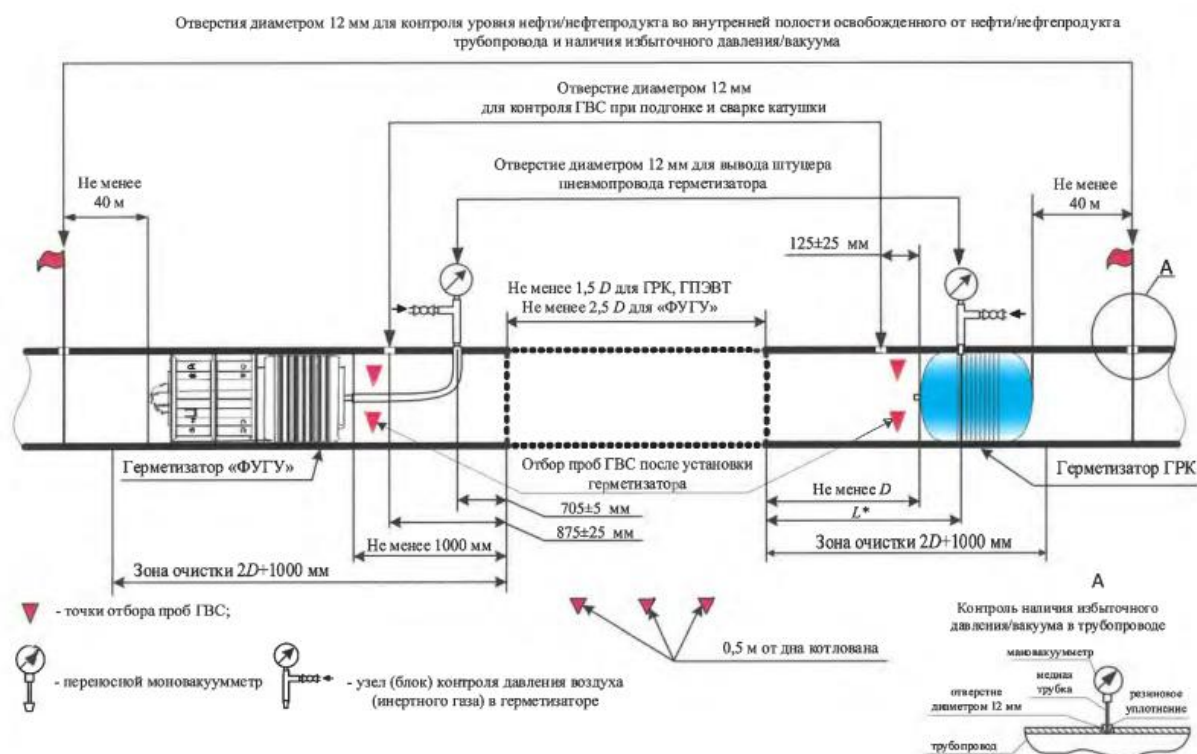


Рисунок 5.12 – Схема установки ГРК и «ФУГУ» [17]

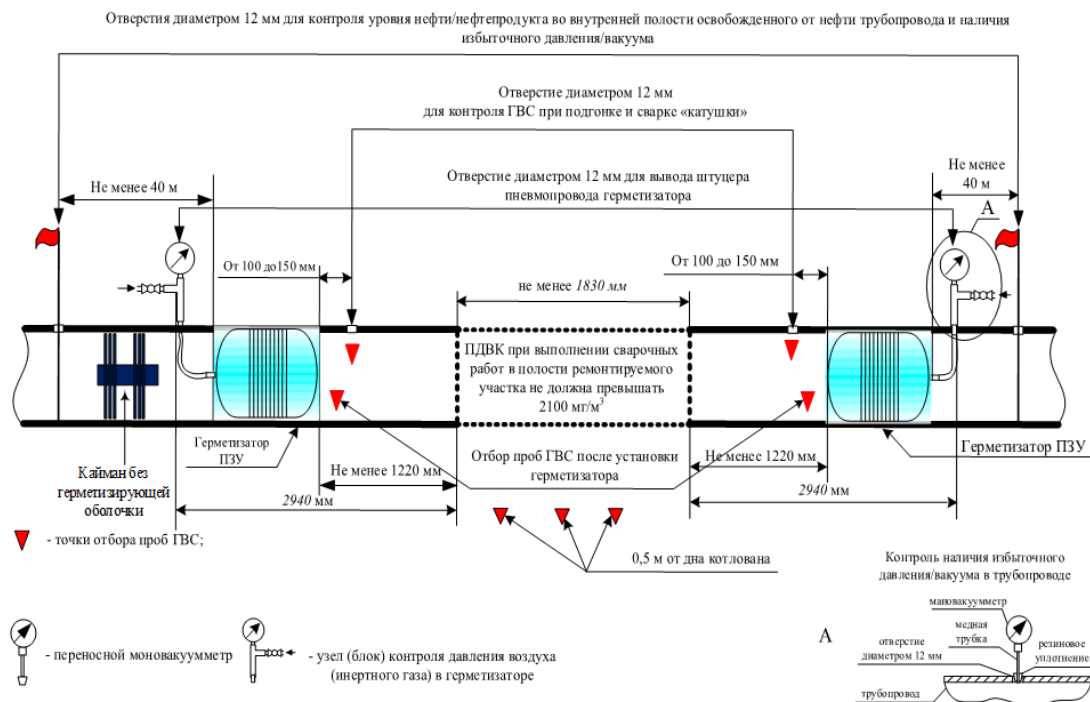


Рисунок 5.13 – Схема установки ПЗУ и «Кайман» [17]

После окончания работ проводится подготовка участка трубопровода для врезки: удаляется дефектный участок трубопровода, запорная арматура и соединительные детали, герметизируются торцы участков трубопровода герметизаторами/глиняными тампонами, сверлятся контрольные отверстия для отбора анализа воздуха и для контроля уровня нефти/нефтепродукта. После этого проводится дегазация ремонтного котлована и определяется соосность стыкуемых участков трубопроводов [17].

Для укладки трубопровода применяется трубоукладчик Четра ТГ-302Я (таблица 5.8 рисунок 5.14).

Таблица 5.8 – Технические характеристики Четра ТГ-302Я [26]

Наименование параметра	Значение
Тип	гусеничный
Двигатель, марка	ЯМЗ-238ДЕ2
Номинальная мощность, кВт	243
Грузоподъемность при откинутах противовесе, т	
- на вылете стрелы 1,22м	65,7
- на вылете стрелы 2,5м	31,0
Высота подъема крюка на вылете 1,5 м, м	6,3
Эксплуатационная масса, не более, т	45,4



Рисунок 5.14 – Трубоукладчик Четра ТГ-302Я [26]

Сварочные работы при капитальном ремонте магистральных нефтепроводов подразделяются на сварочно-монтажные работы при замене труб и ремонтные сварочные работы при восстановлении стенки трубы. Для этого применяют автономные сварочные источники для ручной дуговой сварки АДД-4004 (таблица 5.9, рисунок 5.15).

Таблица 5.9 – Технические характеристики АДД-4004 [27]

Наименование параметра	Значение
Вид тока	постоянный
Номинальный сварочный ток, А	400
Пределы регулирования сварочного тока, А	45 - 430
Номинальное рабочее напряжение, В	36
Модель двигателя	Д-242
Мощность двигателя, кВт	45,6
Номинальная мощность электрогенератора, кВт	4
Частота электрогенератора, Гц	50
Масса агрегата на шасси, кг	1030



Рисунок 5.15 – Сварочный агрегат АДД-4004 [27]

Для того чтобы заменить дефектный участок магистрального нефтепровода нужно выполнить операции по подготовке к сварочным работам, которые включают в себя установку трубосварочной базы в специально отведенном месте, мероприятия по обустройству подъездных маршрутов к приемному стеллажу, а также к стеллажу для хранения трубопроводов, проведение коммуникаций и установка вагончиков для складирования необходимого оборудования. Затем выполняется сборка и сварка отдельных трубопроводов в секции на специально отведенных трубосварочных базах. После этого сваренные ранее секции собираются и привариваются между собой в сплошную нитку на трассе, проходя мероприятия по контролю качества сварных соединений нефтепроводов. Для этого нужно поставить печь для сушки флюса и разместить непосредственно на площадке производства работ трубоукладчика.

Работы по сварке должны выполняться в два шага: первый это центровка секции с пролегающим трубопроводом с помощью центратора (таблица 5.10, рисунок 5.16) и сварка первого слоя шва, второй - сварка последующих швов и контроль их качества.

Таблица 5.10 – Технические характеристики центратора ЦЗН-1220 [28]

Наименование параметра	Значение
Диаметр трубы, мм	1220
Количество звеньев, шт	13
Масса, кг	43,7



Рисунок 5.16 – Центратор ЦЗН-1220 [28]

Для изоляции катушек и мест заварки стыков необходимо иметь заключение о качестве сварки и разрешение на изоляцию. Кроме того, изоляционные работы на контрольных и технологических отверстиях должны быть выполнены не ранее, чем через 12 часов после вывода трубопровода на рабочий режим. При нанесении защитного покрытия на врезанную катушку следует соблюдать последовательность: очистка поверхности, предварительный нагрев, нанесение грунтовки, нанесение изоляционного покрытия механизированным или ручным способом, контроль качества [17].

5.3 Заключительные работы

Как только этап установки качественной трубопроводной секции завершается, нужно выполнить действия по засыпке котлована, нанесению изолирующего покрытия, а также проверить трубопровод на целостность и прилегание ко дну котлована. Засыпку ремонтного котлована землёй нужно выполнять, применяя специальную технику для земляных работ (экскаватор или бульдозер) только после того, как трубопровод начнёт работать в соответствии с утверждённым режимом, но не ранее чем через 24 часа. Засыпку магистрального трубопровода правильно проводить с применением бульдозеров для предотвращения непосредственного воздействия падающих элементов грунта и крупных включений на трубопровод. В категорическом порядке запрещается засыпка котлована с использованием плодородного слоя почвы. Окончательная засыпка

нефтепровода осуществляется посредством грунта из отвала с образованием уклона на уровне 20 см, который должен перекрывать ремонтный котлован не менее чем на 0,5 м с каждой стороны от его границы. После окончания ремонтных работ на участок, подлежащий рекультивации, следует нанести и спланировать плодородный слой грунта. Для утяжеления трубопровода используется грунт, обработанный специальным связывающим материалом – отходом переработки нефти, который через некоторое время образует прочный конгломерат и схватывается как с трубой, так и со стенками траншеи. [17].

					<i>Мероприятия по обеспечению и проведению ремонтных работ</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		57

6. Ремонт методом врезки под давлением

Для проведения ремонта на действующих трубопроводах используется метод врезки под давлением, который позволяет подсоединять отводы или изолировать участок трубопровода без остановки его работы. Для этого применяется специальное оборудование, рассчитанное на максимальное давление и температуру. Для создания ответвлений и обводной линии используются муфтовые тройники заводского изготовления. Однако, для упрощения работы и экономии времени и финансов, можно заменить сэндвич-задвижку на простую клиновую задвижку, установив ее вместе с тройником в нужном месте трубопровода. Это позволит провести ремонтную работу быстрее и дешевле. После завершения ремонтных работ необходимо засыпать траншею грунтом, обеспечивая сохранность труб и изоляционного покрытия, а также полное прилегание трубопровода к дну траншеи [29].

Оба метода по вырезке катушки включают в себя одинаковый перечень работ, что с остановкой перекачки, что без остановки перекачки. Стоит отметить, что при врезке под давлением добавляются дополнительные операции по проведению ремонта. Поэтому при организации работ по врезке под давлением можно руководствоваться РД-23.040.00-КТН-064-18 [17], который регламентирует операции по вырезке катушки, но с учётом дополнительного оборудования, необходимого для проведения работ по врезке.

6.1 Организация проведения ремонтных работ

Для создания ответвлений и обводной линии с использованием технологии врезки под давлением (рис.6.1а) производится монтаж устройства для холодной врезки (УХВ) 7 (таблица 6.1, рисунок 6.2). Для этого на трубопровод 1 монтируются муфтовые тройники 4 (таблица 6.2, рисунок 6.3), к которым привариваются патрубки 5 и устанавливаются задвижки 6 с

					<i>Обеспечение выполнения ремонтных работ на магистральном нефтепроводе, расположенном в Томской области</i>			
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>				
<i>Разраб</i>		<i>Романов С.П.</i>			Ремонт методом врезки под давлением	<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Руковод.</i>		<i>Гончаров Н.В.</i>					58	107
<i>Рук-ль ООП</i>		<i>Чухарева Н.В.</i>				Отделение нефтегазового дела Группа 2Б92		

соответствующими диаметрами. После выполнения операций по врезке монтируются элементы обводной линии 8, 9, 10 (рис. 6.1б). Аналогичным образом устанавливаются муфтовые тройники и устройства для перекрытия потока 3 (рисунок 6.4). Далее производится перекрытие основного трубопровода и замена дефектного элемента 2. В процессе замены дефектного элемента поток нефти движется по обводной линии. После проведения замены осуществляется демонтаж обводной линии и технологического оборудования, устанавливаются заглушки на муфтовые тройники.

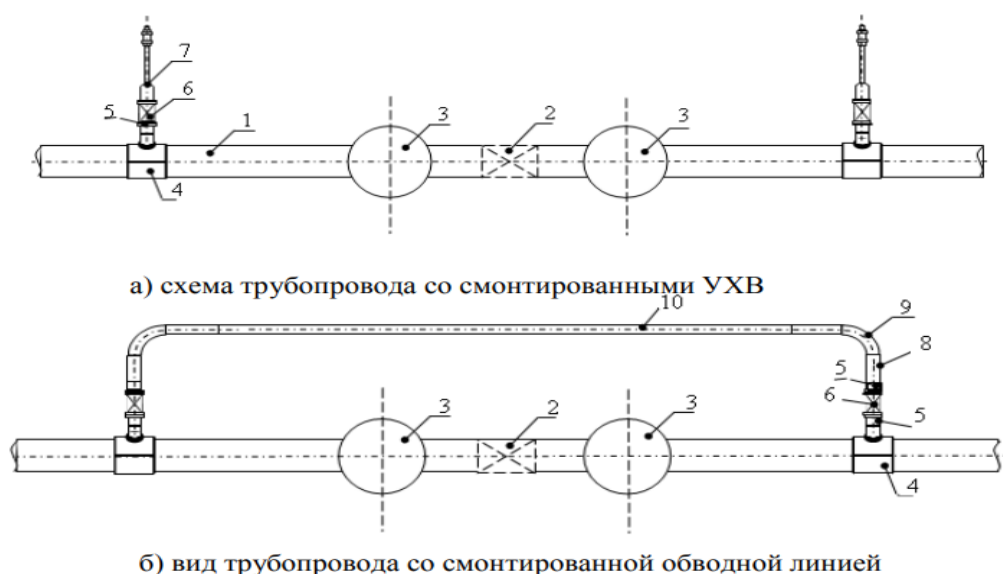


Рисунок 6.1 – Схема врезки

Таблица 6.1 – Технические характеристики УХВ-500 [25]

Технические характеристики	Значения
Условные диаметры прорезаемых отверстий, мм	50-500
Диаметр прорезаемого трубопровода, мм	
минимальный	159
максимальный	1220
Максимальная толщина стенки прорезаемой трубы, мм	22-30
Максимальное давление среды в трубопроводе, МПа	2,0-12,5
Максимальное давление среды в трубопроводе при врезке, МПа	9



Рисунок 6.2 – UXB-500 [25]

Таблица 6.2 – Технические характеристики П8 [30]

Технические характеристики	Значения
Диаметр трубопровода, мм	530-1220
Толщина стенки трубопровода, мм	10-16
Диаметр патрубка, мм	325-720
Толщина стенки патрубка, мм	15-29
Толщина усиливающей муфты, мм	13-21

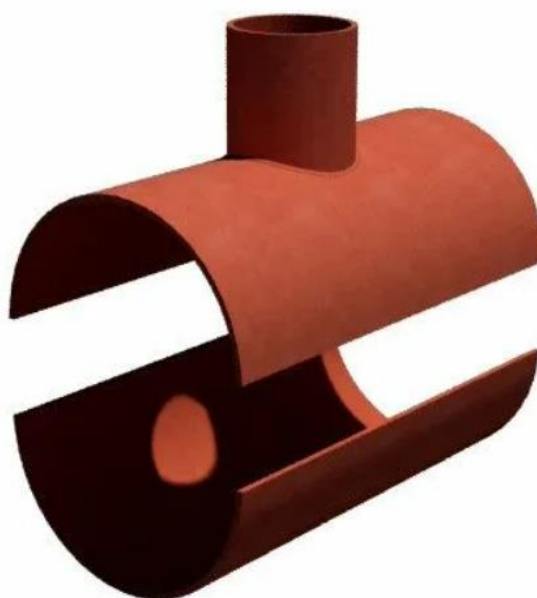


Рисунок 6.3 – Муфтовый тройник П8 [31]

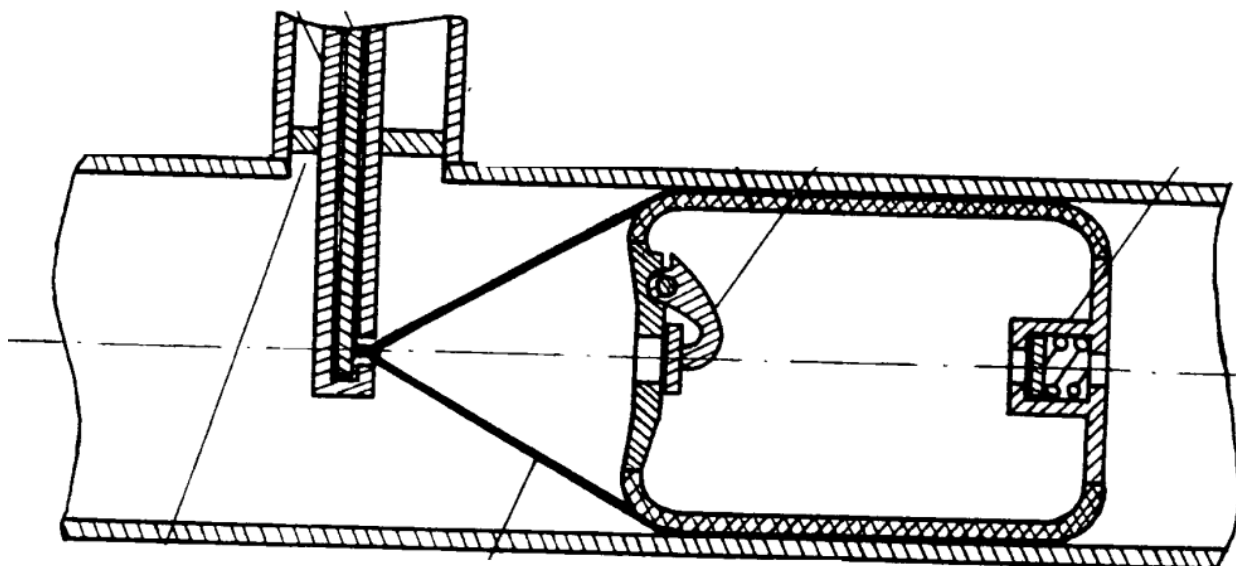


Рисунок 6.4 – Устройство для перекрытия потока [32]

6.2 Оценка напряжённо-деформированного состояния

Оценка напряженно-деформированного состояния является важным этапом проектирования многих конструкций и машин. С развитием компьютерных технологий появилась возможность проводить такую оценку с помощью специальных программных средств, называемых системами автоматизированного проектирования (САПР). В данном разделе мы рассмотрим оценку напряженно-деформированного состояния в среде САПР, а также рассмотрим основные функции и возможности программного продукта SolidWorks для проведения такой оценки, а также для оценки протекания потока через трубопровод.

Для оценки напряжённо-деформированного состояния магистрального нефтепровода необходимо провести комплексное исследование с учётом ряда факторов, таких как внутренне давление среды, материал изделий, предельно допустимые напряжения и так далее. Это позволит определить необходимые меры по обеспечению безопасности эксплуатации трубопровода и предотвращению аварийных ситуаций.

Изм.	Лист	№ докум	Подпись	Дата

Построение производилось с помощью метода конечных элементов. Для начала были созданы отдельные части узла врезки под давлением, а именно: трубопровод с отверстиями (длина моделируемого участка – 10 м, диаметр трубопровода – 1220 мм, толщина стенки – 12 мм, диаметр прорезаемых отверстий – 500 мм), муфтовые тройники П8 (согласно [30]), патрубки под тройники (согласно [30]), клиновые задвижки DN500 PN 25, оборудование для перекрытия трубопровода, байпасная линия (длина моделируемого участка – 7040 мм, диаметр трубопровода – 530 мм, толщина стенки – 7 мм (Приложение А)).

Итоговая модель представлена в Приложении Б.

На рисунках, показанных в Приложении Б рассмотрена скорость потока нефти, протекаемой через байпасную линию. Скорость потока на ней уменьшена из-за снижения рабочего давления до 2,5 МПа. Для оценки НДС необходимо создать закрепления. В данной модели объектами закрепления являются муфтовые тройники, оборудование для перекрытия трубопровода и непосредственно сам трубопровод (Приложение Б). Следующим шагом задаём давление на внутренних стенках трубопроводов (Приложение Б). Так как при проведении работ по врезке регламентировано давление в 2,5 МПа, то именно при нём и будем производить дальнейший расчёт модели. Проводим статическое исследование и получаем результаты, представленные в Приложении Б и в таблице 6.3.

Таблица 6.3 – Результаты распределения напряжений

Критерий	Значение
Предел текучести, МПа	248,2
Максимальное напряжение по Мизесу, МПа	123,6
Максимальная деформация, мм	0,48

По данным результатам можно сделать вывод, что при указанном давлении модель не претерпевает сильных напряжений или деформаций. Все распределения в нормах предела текучести. Поэтому работы по врезке под давлением можно производить при давлении в 2,5 МПа, согласно расчётной модели.

7. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение

На фоне западных санкций против России и интереса к российской нефти стран Азиатско-Тихоокеанского региона возрастают объемы поставок нефти по магистральным трубопроводам Сибири: экспорт нефти по МНП ВСТО через порт Козьмино к июлю 2021 года составил 720 тыс. барр./сутки, а в июле 2022 года экспорт вырос на 150 тыс. барр./сутки и стал новым рекордным высоким уровнем – примерно 880 тыс. барр./сутки.

Зачастую трубопроводы линейной части магистральных нефтепроводов являются основным способом транспортировки углеводородного сырья. Остановка перекачки при проведении капитального ремонта трубопровода приводит к длительному простоею всего магистрального нефтепровода или системы магистральных нефтепроводов.

Необходимость обеспечения высокой производительности магистральных нефтепроводов вынуждает применять наиболее рациональные способы по поддержанию работоспособности и бесперебойности поставок конечному потребителю. Одним из таких способов является применение технологии врезки под давлением при создании ответвлений и обводных линий вокруг неисправных участков подлежащих ремонту, позволяющей исключить остановку перекачки продукта по трубопроводу.

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

1) Потенциальные потребители результатов исследования

Для правильного выбора технологии проведения капитального ремонта магистрального нефтепровода необходимо определиться с наиболее приемлемым в данном конкретном случае способом и методом производства

					<i>Обеспечение выполнения ремонтных работ на магистральном нефтепроводе, расположенном в Томской</i>			
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>				
<i>Разраб</i>		<i>Романов С.П.</i>			Финансовый менеджмент	<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Руковод.</i>		<i>Гончаров Н.В.</i>					63	107
<i>Рук-ль ООП</i>		<i>Чухарева Н.В.</i>				Отделение нефтегазового дела Группа 2Б92		

работ. К методам проведения капитального ремонта относятся шлифовка, заварка, вырезка катушки, установка ремонтных конструкций. В данном разделе мы будем рассматривать 2 метода:

1. Врезка под давлением;
2. Вырезка катушки;
3. Установка композитной муфты П1.

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

Таблица 7.1 – Карта сегментирования рынка услуг по проведению врезки отвода в магистральный газопровод

		Метод ремонта ЛЧМН		
		Врезка под давлением	Вырезка катушки	Установка композитной муфты П1
Компании	АО «Транснефть Западная Сибирь»	-	+	+
	ПАО «НК Роснефть»	+	+	+
	ПАО «Лукойл»	+	+	+

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

2) Анализ конкурентных технических решений

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

Анализ технических решений конкурентов с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения позволяет провести оценку сравнительной эффективности разработки и определить направления её будущего развития.

Анализ конкурентных технических решений определяется по формуле (7.1):

$$K = \sum_{i=1}^n V_i \cdot B_i \quad (7.1)$$

где K – конкурентоспособность научной разработки;

V_i – вес показателя (в долях единиц);

B_i – балл i -го показателя.

Таблица 7.2 – Оценочная карта для сравнения конкурентных технических решений

Критерии оценки	Вес критерия	Баллы			Конкурентоспособность		
		B_{ϕ}	B_{K1}	B_{K2}	K_{ϕ}	K_{K1}	K_{K2}
1	2	3	4	5	6	7	8
Технические критерии оценки ресурсоэффективности							
1. Повышение производительности труда пользователя	0,14	5	5	4	0,7	0,7	0,6
2. Удобство в эксплуатации (соответствует требованиям потребителей)	0,04	5	3	4	0,2	0,12	0,16
3. Помехоустойчивость	0,02	5	3	4	0,1	0,06	0,08
4. Энергоэкономичность	0,07	5	2	3	0,35	0,14	0,21
5. Надежность	0,12	5	5	4	0,6	0,6	0,48
6. Уровень шума	0,01	4	4	4	0,04	0,04	0,04
7. Безопасность	0,12	4	5	4	0,48	0,6	0,48
8. Простота эксплуатации	0,04	3	5	4	0,12	0,2	0,16
9. Функциональная мощность (предоставляемые возможности)	0,05	5	5	3	0,25	0,25	0,15
Экономические критерии оценки эффективности							
1. Конкурентоспособность продукта	0,06	5	5	3	0,3	0,3	0,18

Продолжение таблицы 7.2

2. Уровень проникновения на рынок	0,01	5	5	4	0,05	0,05	0,04
3. Цена	0,06	4	5	5	0,24	0,3	0,3
4. Предполагаемый срок эксплуатации	0,06	5	4	4	0,3	0,24	0,24
5. Послепродажное обслуживание	0,05	5	4	4	0,25	0,2	0,2
6. Финансирование научной разработки	0,06	5	4	2	0,3	0,24	0,12
7. Срок выхода на рынок	0,02	4	5	4	0,08	0,1	0,08
8. Наличие сертификации разработки	0,07	5	5	5	0,35	0,35	0,35
Итого	1	78	76	65	4,59	4,49	3,89

B_{ϕ} – Врезка под давлением,

$B_{к1}$ – Вырезка катушки,

$B_{к2}$ – Установка композитной муфты П1.

Приведенная таблица наглядно демонстрирует уязвимые места различных методов капитального ремонта магистрального нефтепровода. Наиболее конкурентноспособной методикой проведения капитального ремонта является врезка под давлением, потому что данный вид ремонта направлен на снижение экономических потерь из-за не прекращения перекачки газа. Именно остановка перекачки нефти является причиной экономических потерь на однопунктном магистральном нефтепроводе при проведении капитального ремонта.

Методика проведения работ по вырезке катушки является одним из самых проверенных методов капитального ремонта, но это трудоемкий способ, который требует полной остановки производства на 72 часа. Возможность выполнения капитального ремонта данным методом определяется рядом условий, поэтому данный метод самый не конкурентноспособный среди рассматриваемых.

3) Технология QuaD

Технология QuaD (QualityADvisor) представляет собой гибкий инструмент измерения характеристик, описывающих качество предложенного технического решения и его перспективность на рынке и позволяющие

принимать решение целесообразности вложения денежных средств в научно-исследовательский проект. Оценим метод врезки под давлением в магистральный газопровод холодной врезкой по технологии QuaD.

Таблица 7.3 – Оценочная карта для сравнения конкурентных технических решений

Критерии оценки	Вес критерия	Баллы	Максимальный балл	Относительное значение (3/4)	Средневзвешенное значение (5x2)
1	2	3	4	5	6
Показатели оценки качества разработки					
1. Энергоэффективность	0,05	100	100	1,0	0,05
2. Помехоустойчивость	0,06	100	100	1,0	0,06
3. Надежность	0,10	100	100	1,0	0,10
4. Унифицированность	0,02	70	100	0,7	0,014
5. Уровень материалоемкости разработки	0,04	85	100	0,85	0,034
6. Уровень шума	0,01	80	100	0,8	0,008
7. Безопасность	0,13	60	100	0,6	0,078
8. Функциональная мощность (предоставляемые возможности)	0,04	100	100	1,0	0,04
9. Простота эксплуатации	0,09	60	100	0,6	0,054
10. Ремонтопригодность	0,02	90	100	0,9	0,018
Показатели оценки коммерческого потенциала разработки					
11. Конкурентоспособность продукта	0,09	100	100	1,0	0,09
12. Уровень проникновения на рынок	0,06	100	100	1,0	0,06
13. Перспективность рынка	0,05	90	100	0,9	0,045
14. Цена	0,05	80	100	0,8	0,04

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

15. Послепродажное обслуживание	0,06	100	100	1,0	0,06
16. Финансовая эффективность научной разработки	0,04	100	100	1,0	0,04
17. Срок выхода на рынок	0,04	80	100	0,8	0,032
18. Наличие сертификации разработки	0,05	100	100	1,0	0,05
Итого	1	1595	1800		0,853

Оценка качества и перспективности по технологии QuaD определяется по формуле 7.2:

$$P_{cp} = \sum B_i \cdot B_i = 85,3 \quad (7.2)$$

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

B_i – вес показателя (в долях единицы);

B_i – средневзвешенное значение i -го показателя.

Полученный результат является перспективным – 85,3%, что говорит о больших возможностях в реализации рассматриваемого проекта (результат от 80 до 100 процентов по технологии QuaD говорит о перспективности проекта, а значит его целесообразности для реализации).

4) SWOT – анализ

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

В таблице 7.4 описаны сильные и слабые стороны проекта, а также возможности и угрозы для реализации проекта, которые проявились или могут проявиться в его внешней среде. Результаты первого этапа SWOT – анализа:

Таблица 7.4 – Матрица SWOT

	<p>Сильные стороны научно-технологического решения: С1. Повышения надежности поставок нефти; С2. Экономическая эффективность; С3. Универсальность по отношению к характеристикам трубопровода; С4. Долгосрочное использование оборудования; С5. Устойчивость к механическим повреждениям</p>	<p>Слабые стороны технологического решения: Сл1. Дорогостоящее оборудование; Сл2. Проблемы безопасности сварочных работ; Сл3. Металлическая стружка от резьбы трубопровода; Сл4. Необходимость опытных и высококлассных специалистов.</p>
<p>Возможности: В1. Увеличение поставок нефти в азиатские страны; В2. Увеличение срока службы трубопровода; В3. Уменьшение экологического ущерба; В4. Решение проблемы с энергетическим топливом в России.</p>		
<p>Угрозы: У1. Использование импортных комплектующих; У2. Развитая конкуренция на рынке.</p>		

После того как сформулированы четыре области SWOT переходим к реализации второго этапа. Второй этап состоит в выявлении соответствия сильных и слабых сторон научно-исследовательского проекта внешним условиям окружающей среды. Это соответствие или несоответствие должны помочь выявить степень необходимости проведения стратегических изменений. Интерактивная матрица проекта представлена в таблице 7.3, таблице 7.4, таблице 7.5. В таблице 7.6 представлена итоговая матрица SWOT-анализа.

Таблица 7.5 – Интерактивная матрица проекта

Сильные стороны проекта						
Возможности проекта		C1	C2	C3	C4	C5
	B1	+	+	+	+	+
	B2	+	+	0	0	+
	B3	-	-	-	+	+
	B4	+	+	+	+	+

Слабые стороны проекта					
Возможности проекта		Сл1	Сл2	Сл3	Сл4
	B1	+	-	-	+
	B2	+	+	-	+
	B3	-	-	-	+
	B4	+	-	-	+

Сильные стороны проекта						
Угрозы проекта		C1	C2	C3	C4	C5
	У1	-	-	-	+	-
	У2	-	-	-	-	-

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

Таблица 7.6 Матрица SWOT–анализа

	<p>Сильные стороны научно-технологического решения: С1. Повышения надежности поставок нефти; С2. Экономическая эффективность; С3. Универсальность по отношению к характеристикам трубопровода; С4. Долгосрочное использование оборудования; С5. Устойчивость к механическим повреждениям</p>	<p>Слабые стороны технологического решения: Сл1. Дорогостоящее оборудование; Сл2. Проблемы безопасности сварочных работ; Сл3. Металлическая стружка от резки трубопровода; Сл4. Необходимость опытных и высококлассных специалистов.</p>
--	--	---

Продолжение таблицы 7.6

<p>Возможности: В1. Увеличение поставок нефти в азиатские страны; В2. Увеличение срока службы трубопровода; В3. Уменьшение экологического ущерба; В4. Решение проблемы с энергетическим топливом в России.</p>	<p>– Чем выше надежность поставок нефти, тем больше поставок нефти в другие страны и отдаленные районы России; – На время капитального ремонта нет нужды останавливать поток нефти, что повышает экономическую эффективность; – Повышение надежности узлов подключения отводов.</p>	<p>– Принятие на работу квалифицированного персонала; – Повышение квалификации кадров.</p>
<p>Угрозы: У1. Использование импортных комплектующих; У2. Развитая конкуренция на рынке.</p>	<p>– Отсутствие спроса на новые технологии; – Качество отечественных комплектующих может быть на порядок ниже.</p>	<p>– В дальнейшем использование импортных комплектующих может потребовать большее финансирование проекта.</p>

7.2 Планирование научно–исследовательских работ

1) Структура работ в рамках научного исследования

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

Таблица 7.7 – Перечень этапов, работ и распределение исполнителей

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

Продолжение таблицы 7.7

				Социальная ответственность	Лист
Изм.	Лист	№ докум	Подпись		

Обобщение и оценка результатов	7	Оценка результатов исследования	Руководитель, Бакалавр
Оформление отчета по исследовательской работе	8	Составление пояснительной записки	Руководитель, Бакалавр

2) Определение трудоемкости выполняемых работ

Для определения, ожидаемого (среднего) значения трудоемкости $t_{ожі}$ используется формула 7.3:

$$t_{ожі} = \frac{3 \cdot t_{min_i} + 2 \cdot t_{max_i}}{5} \quad (7.3)$$

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

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

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

Исходя из ожидаемой трудоемкости работ, определяется продолжительность каждой работы в рабочих днях T_{pi} , учитывающая параллельность выполнения работ несколькими исполнителями по формуле 7.4:

$$T_{pi} = \frac{t_{ожі}}{Ч_i} \quad (7.4)$$

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

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

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

3) Разработка графика проведения научного исследования

Для расчета длительности работ в календарных днях, используется формула 7.5:

$$T_{ki} = T_{pi} \cdot k_{\text{кал}} \quad (7.5)$$

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

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

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

Коэффициент календарности определяется по формуле 7.6:

$$k_{\text{кал}} = \frac{T_{\text{кал}}}{T_{\text{кал}} - T_{\text{вых}} - T_{\text{пр}}} \quad (7.6)$$

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

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

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

В 2019 году – $T_{\text{кал}} = 365$ дней, $T_{\text{вых}} = 104$ дней, $T_{\text{пр}} = 14$ дней.

Подставим численные значения в формулу 7.6:

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

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

Таблица 7.8 – Временные показатели проведения научной разработки

Название работы	Трудоемкость работ			Исполнители	Длительность работ в рабочих днях, T_{pi}	Длительность работ в календарных днях, T_{ki}
	t_{min} , человека дни	t_{max} , человека дни	$t_{ож}$, человека дни			
Календарное планирование работ по теме	4	8	5,6	Руководитель, бакалавр	3	4
Постановка цели и задач исследования	4	8	5,6	Руководитель, бакалавр	3	4
Литературный обзор	13	19	15,4	Бакалавр	15	23
Составление и утверждение технического задания	8	13	10	Руководитель	10	15

Продолжение таблицы 7.8

Проведение теоретического анализа существующих технических решений	10	15	12	Бакалавр	12	18
Исполнение теоретических расчетов и выводы по ним	18	24	20,4	Бакалавр	20	30
Оценка результатов исследования	6	9	7,2	Руководитель, Бакалавр	4	5
Составление пояснительной записки	10	15	12	Руководитель, Бакалавр	6	9

На основе таблицы 7.8 строим план график, представленный в таблице 7.9.

Таблица 7.9 – Календарный план график проведения НИР по теме

	Вид работ	Исполнители	T_{ki} , кал. дни	Продолжительность выполнения работ								
				Фев.	Март	Апрель	Май					
	Календарное планирование работ по теме	Руководитель, бакалавр	4									
	Постановка цели и задач исследования	Руководитель, бакалавр	4									
	Литературный обзор	Бакалавр	23									

$$Z_M = (1 + k_M) \cdot \sum_{i=1}^m C_i \cdot N_{\text{расх } i} \quad (7.7)$$

где k_M – коэффициент, учитывающий транспортно-заготовительные расходы;

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

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

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

Таблица 7.10 – Материальные затраты

Наименование	Единица измерения	Количество			Цена за ед., руб.			Затраты на материалы, Z^M , руб.		
		Исп. 1	Исп. 2	Исп. 3	Исп. 1	Исп. 2	Исп. 3	Исп. 1	Исп. 2	Исп. 3
Программы Microsoft Office	шт.	3	1	5	1500	1500	1500	4500	1500	7500
Бумага для принтера	шт.	500	100	300	0,5	0,5	0,5	250	50	156
Электроэнергия	кВт/ч	250	200	270	4,5	4,5	4,5	1125	900	1215
Итого:								5875	2450	8871

2) Расчет затрат на специальное оборудование для научных работ

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

Таблица 7.11 – Расчёт затрат на оборудование

Наименование	Единица измерения	Количество			Цена за ед., руб.			Затраты на материалы, З ^м , руб.		
		Исп. 1	Исп. 2	Исп. 3	Исп. 1	Исп. 2	Исп. 3	Исп. 1	Исп. 2	Исп. 3
Компьютер	шт.	1	1	1	50000	30000	40000	50000	30000	40000
Принтер	шт.	1	1	1	7000	5000	7000	7000	5000	7000
САПР SolidWorks	шт.	1	1	1	1000	1000	1000	1000	1000	1000
Итого:								8000	6000	8000

3) Основная заработная плата исполнителей работы

Расчет заработной платы произведен на основе тарифных ставок предприятия, которое занимается проектирование автоматизированных систем управления. Расчет осуществляется по следующей формуле 7.8:

$$Z_{\text{осн}} = Z_{\text{дн}} \cdot T_p \quad (7.8)$$

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

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

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

Среднедневная заработная плата рассчитывается по формуле 7.9:

$$Z_{\text{дн}} = \frac{Z_m \cdot M}{F_d} \quad (7.9)$$

где Z_m – месячный должностной оклад работника, руб.;

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

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

Месячный должностной оклад работника определяется по формуле 7.10:

$$Z_m = Z_{\text{тс}} \cdot (k_p + k_{\text{пр}} + k_d) + Z_{\text{тс}} \quad (7.10)$$

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

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

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

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

Таблица 7.12 – Расчет основной заработной платы

Исполнитель	$Z_{тс}$, руб.	$k_{пр}$, %	$k_{д}$, %	k_p , %	Z_m , руб.	$Z_{дн}$, руб.	T_p , раб. дн.	$Z_{осн}$, руб.
Руководитель проекта	38000	30	20	30	68400	8512	9,25	78736
Студент	1400	30	20	30	2520	313,6	27,5	8624
Итого, $Z_{осн}$:								81144

4) Дополнительная заработная плата исполнителей работы

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

Расчет дополнительной заработной платы ведется по формуле (7.11):

$$Z_{доп} = k_{доп} \cdot Z_{осн} \quad (7.11)$$

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

Таблица 7.13 – Расчет дополнительной заработной платы

Исполнитель	$k_{доп}$	Основная заработная плата, руб.	Дополнительная заработная плата, руб.
Руководитель проекта	0,15	78736	11810
Студент	0,15	8624	1294
Итого:		87360	13104

5) Отчисления во внебюджетные фонды

В данной статье расходов отражаются обязательные отчисления по установленным законодательством Российской Федерации нормам органами государственного социального страхования (ФСС), пенсионного фонда (ПФ) и медицинского страхования (ФФОМС) от затрат на оплату труда работников. Величина отчислений во внебюджетные фонды определяется по формуле 7.12:

$$Z_{\text{внеб}} = k_{\text{внеб}} \cdot (Z_{\text{осн}} + Z_{\text{доп}}) \quad (7.12)$$

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

Таблица 7.14 – Отчисления во внебюджетные фонды

Исполнитель	Основная заработная плата, руб.	Дополнительная заработная плата, руб.
Руководитель проекта	78736	11810
Студент	8624	1294
Коэффициент отчислений во внебюджетные фонды	30%	
Итого:	30139	

б) Накладные расходы

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

Накладные расходы определяются по формуле 7.13:

$$Z_{\text{накл}} = (\text{сумма статей}) \cdot k_{\text{нр}} \quad (7.13)$$

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

$$Z_{\text{накл1}} = (5875 + 58000 + 87360 + 13104 + 30139) \cdot 0,16 = 31116 \text{ руб.}$$

$$Z_{\text{накл2}} = (2450 + 36000 + 87360 + 13104 + 30139) \cdot 0,16 = 27048 \text{ руб.}$$

$$Z_{\text{накл3}} = (8871 + 48000 + 87360 + 13104 + 30139) \cdot 0,16 = 29996 \text{ руб.}$$

7) Формирование бюджета затрат научно–исследовательской работы

Таблица 7.15 – Расчет бюджета затрат НИИ

Наименование статьи	Сумма, руб.			Примечание
	Исп. 1	Исп. 2	Исп. 3	
1. Материальные затраты НИИ	5875	2450	8871	Пункт 3.1
2. Затрат на специальное оборудование для научных (экспериментальных) работ	58000	36000	48000	Пункт 3.2
3. Затраты по основной заработной плате исполнителей темы	87360			Пункт 3.3

Продолжение таблицы 7.15

4. Затраты по дополнительной заработной плате исполнителей темы	13104			Пункт 3.4
5. Отчисления во внебюджетные фонды	30139			Пункт 3.5
6. Накладные расходы	31116	27048	29996	16% от суммы ст. 1-5
7. Бюджет затрат НТИ	225594	200169	218590	Сумма ст. 1-6

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

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

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

Для этого наибольший интегральный показатель реализации технической задачи принимается за базу расчета (как знаменатель), с которым соотносятся финансовые значения по всем вариантам исполнения. Интегральный финансовый показатель разработки определяется по формуле 7.14:

$$I_{\text{финр}}^{\text{исп}i} = \frac{\Phi_{pi}}{\Phi_{\text{max}}} \quad (7.14)$$

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

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

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

Для 1-го варианта исполнения:

$$I_{\text{финр}}^{\text{исп}1} = \frac{225594}{225594} = 1$$

Для 2-го варианта исполнения:

$$I_{\text{финр}}^{\text{исп2}} = \frac{200169}{225594} = 0,89$$

Для 3-го варианта исполнения:

$$I_{\text{финр}}^{\text{исп3}} = \frac{218590}{225594} = 0,97$$

Интегральный показатель ресурсоэффективности вариантов исполнения объекта исследования можно определить по формуле 7.15:

$$I_{pi} = \sum a_i \cdot b_i \quad (7.15)$$

где I_{pi} – интегральный показатель ресурсоэффективности;

a_i – весовой коэффициент разработки;

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

Таблица 7.16 – Сравнительная оценка характеристик вариантов исполнения проекта

Критерии	Весовой коэффициент параметра	Исп. 1	Исп. 2	Исп. 3
1. Способствует росту производительности	0,1	5	4	5
2. Удобство в эксплуатации (соответствует требованиям потребителей)	0,15	4	5	4
3. Помехоустойчивость	0,15	4	4	4
4. Энергосбережение	0,20	3	3	2
5. Надежность	0,25	3	3	2
6. Материалоемкость	0,15	5	3	4
Итого	1	3,55	3,8	3,2

Интегральный показатель эффективности вариантов исполнения разработки ($I_{\text{исп}i}$) определяется на основании интегрального показателя ресурсоэффективности и интегрального финансового показателя по формуле (7.16):

$$I_{\text{исп1}} = \frac{I_{p-\text{исп1}}}{I_{\text{финр}}^{\text{исп1}}} = \frac{3,55}{1} = 3,55 \quad (7.16)$$

$$I_{\text{исп2}} = \frac{I_{\text{р-исп2}}}{I_{\text{финр}}^{\text{исп1}}} = \frac{3,8}{0,89} = 4,3$$

$$I_{\text{исп3}} = \frac{I_{\text{р-исп3}}}{I_{\text{финр}}^{\text{исп1}}} = \frac{3,2}{0,97} = 3,3$$

Из расчетов видно, что наиболее целесообразный вариант проекта разработки НТИ произведен во втором исполнении.

Сравнительная эффективность проекта ($\mathcal{E}_{\text{срi}}$) по формуле 7.17:

$$\mathcal{E}_{\text{срi}} = \frac{I_{\text{исп.1}}}{I_{\text{исп.2}}} \quad (7.17)$$

Таблица 7.17 – Сравнительная эффективность разработки

№ п/п	Показатели	Исп. 1	Исп. 2	Исп. 3
1	Интегральный финансовый показатель разработки	1	0,89	0,97
2	Интегральный показатель ресурсоэффективности разработки	3,55	3,8	3,2
3	Интегральный показатель эффективности	3,55	4,3	3,3
4	Сравнительная эффективность вариантов исполнения	0,83	1,30	0,93

Исходя из полученных данных, наиболее эффективным оказалась разработка под исполнением №2.

Вывод

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

8. Социальная ответственность

Одним из способов проведения ремонтных работ является метод врезки под давлением в магистральный нефтепровод. Безусловным преимуществом применения такого способа перед остальными является его высокая эффективность и экономическая выгода за счёт обеспечения бесперебойной перекачки среды.

В данной выпускной квалификационной работе рассматривается эффективность применения метода врезки под давлением в нефтепровод на примере трубопровода, расположенного в Томской области. Объектом исследования является обеспечение выполнения ремонтных работ на магистральном нефтепроводе, расположенном в Томской области. Данная работа направлена на разработку технических и технологических решений по проведению капитального ремонта магистрального нефтепровода.

Предметом исследования является действующий нефтепровод «Александровское – Анжеро-Судженск». Эксплуатацию трубопровода осуществляет компания АО «Транснефть-Западная Сибирь».

Необходимость обеспечения высокой производительности магистральных нефтепроводов вынуждает применять наиболее рациональные способы по поддержанию работоспособности и бесперебойности поставок конечному потребителю. Одним из таких способов является применение технологии врезки под давлением при создании обводных линий вокруг неисправных участков подлежащих ремонту, позволяющей исключить остановку перекачки продукта по трубопроводу.

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

					<i>Обеспечение выполнения ремонтных работ на магистральном нефтепроводе, расположенном в Томской</i>			
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>				
<i>Разраб</i>		<i>Романов С.П.</i>			Социальная ответственность	<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Руковод.</i>		<i>Гончаров Н.В.</i>					83	107
<i>Рук-ль ООП</i>		<i>Чухарева Н.В.</i>				Отделение нефтегазового дела Группа 2Б92		

8.1 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности

В соответствии с законодательством на работах с вредными и или опасными условиями труда, а также на работах, связанных с загрязнением, работодатель обязан бесплатно обеспечить выдачу сертифицированных средств индивидуальной защиты согласно действующим типовым отраслевым нормам бесплатной выдачи работникам спецодежды, спец. обуви и других средств индивидуальной защиты в порядке, предусмотренном «Правилами обеспечения работников специальной одеждой, специальной обувью и другими средствами индивидуальной защиты» [39], или выше этих норм в соответствии с заключенным коллективным договором или тарифным соглашением. Все лица, находящиеся на производственной площадке, обязаны носить защитные каски. Работники без защитных касок и других необходимых средств индивидуальной защиты к выполнению работ не допускаются. В решениях по организации труда излагаются: форма организации труда (вахтовый, экспедиционно-вахтовый, бригадный и т.д.); графики работы; режимы труда и отдыха; составы бригад. При эксплуатации нефтепровода в экстремальных климатических условиях (с низкими или высокими атмосферными температурами) дополнительно указываются средства защиты людей от жары или холода, продолжительность перерывов на обогрев, способы организации рационального питания или утоления жажды, в зависимости от жесткости погоды. Согласно [39], устанавливаются следующие типовые нормы для слесаря по ремонту технологических установок.

Таблица 8.1 – Типовые норма бесплатной выдачи СИЗ для слесаря по ремонту ТУ

Костюм для защиты от общих производственных загрязнений и механических воздействий	1 шт
Перчатки с полимерным покрытием	12 пар
Перчатки с точечным покрытием	До износа

Продолжение таблицы 8.1

Щиток лицевой или очки защитные	До износа
Фартук для защиты от повышенных температур	Дежурный
Сапоги резиновые с защитным подноском	1 пара
Перчатки резиновые или из полимерных материалов	1 пара

Производственные территории, участки работ и рабочие места должны быть обеспечены необходимыми средствами коллективной или индивидуальной защиты работающих, первичными средствами пожаротушения, а также средствами связи, сигнализации и другими техническими средствами обеспечения безопасных условий труда в соответствии с требованиями действующих нормативных документов и условиями соглашений. При размещении на производственной территории санитарно-бытовых и производственных помещений, мест отдыха, проходов для людей, рабочих мест должны располагаться за пределами опасных зон.

В санитарно-бытовых помещениях должна быть аптечка с медикаментами, носилки, фиксирующие шины и другие средства оказания пострадавшим первой медицинской помощи. В соответствии с законодательством работодатель обязан организовать проведение расследования несчастных случаев на производстве в порядке, установленном Положением, утвержденным постановлением Правительства Российской Федерации от 11 марта 1999 г. № 279 [41]. По результатам расследования должны быть разработаны и выполнены профилактические мероприятия по предупреждению производственного травматизма и профзаболеваний.

8.2 Производственная безопасность

Виды работ, а также вредные и опасные производственные факторы, сопоставимые с этими работами, нормативные документы, регламентирующие процесс производства, ПДК и т.п. представлены в таблице 2.

Таблица 8.2 – Основные элементы производственного процесса, формирующие опасные и вредные факторы при перекачке пластового флюида по промысловому нефтепроводу.

Факторы (ГОСТ 12.0.003-2015)	Этапы работ			Нормативные документы
	Проект.	Экспл.	Ремонт	
1.Повышенная загазованность воздуха рабочей среды	-	+	+	ГОСТ 12.0.003-2015. ССБТ. Опасные и вредные производственные факторы [33]. ГОСТ 12.1.005-88. ССБТ. Общие санитарногигиенические требования к воздуху рабочей зоны [34]. ГОСТ 12.1.019-2009. ССБТ. Электробезопасность. Общие требования и номенклатура видов защиты [35]. РД 34.21.122-87. Инструкция по устройству молниезащиты зданий и сооружений [36]. ГОСТ 12.1.007-76. ССБТ. Вредные вещества. Классификация и общие требования безопасности [37]. ГОСТ 12.1.010-76. ССБТ. Взрывобезопасность. Общие требования [38]. ПБ 03-585-03 «Правила устройства и безопасной эксплуатации технологических трубопроводов» [39]. РД 153-39.4-114-01. Правила ликвидации аварий и повреждений на магистральных нефтепроводах [40]. 8) ПМТ №51 от 18.12.98г «Правила обеспечения работников специальной одеждой, специальной обувью и другими средствами индивидуальной защиты» [41]. СНиП 2.09.04-87 Административные и бытовые здания [42]. Постановление Правительства РФ от 11.03.1999 №279 «Об утверждении Положения о расследовании и учете несчастных случаев на производстве» [43].
2. Отклонение показателей микроклимата на открытом воздухе, рабочей зоны	-	+	+	
3. Утечка токсичных и вредных веществ в атмосферу	-	+	+	
4. Движущиеся механизмы, подвижные части производственного оборудования;	-	+	+	
5. Производственные факторы, связанные с электрическим током	+	+	+	
6. Опасный уровень давления в промысловом трубопроводе	-	+	+	
7. Пожаровзрывоопасность	+	+	+	

8.3 Повышенная загазованность воздуха рабочей среды, влияние вредных веществ

Камеры пуска-приема средств очистки и диагностики (КПСОД), а также узлы подключений трубопровода являются наиболее опасными объектами транспортировки нефти, поскольку в камерах сконцентрировано большое количество токсичных газов, к которым относятся пары нефти, сероводорода, метана, легких углеводородов; на узлах подключения, в случае разгерметизации, также может возникнуть опасность отравления токсичными веществами.

Далее будет представлен список веществ, а также их ПДК в воздухе рабочей зоны; согласно [33], данные вещества относятся ко всем четырем классам опасности по степени воздействия на организм человека.

Таблица 8.3 - Предельно допустимые концентрации вредных веществ в рабочей зоне промышленного нефтепровода

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

Все из перечисленных компонентов относятся к ядам и оказывают отравляющее воздействие на организм человека. Спирт, углеводородные газы и сероводород оказывают наркотическое действие, при этом углеводородные газы и сероводород оказывают вдобавок раздражающее действие на организм человека. Углеводородные газы воздействуют на легочную ткань, а сероводород на верхние дыхательные пути. Смеси из метана и углеводородов являются нервными ядами, воздействующими на центральную нервную

систему. Первыми признаками отравляющего действия на организм человека являются: головокружение, тошнота, недомогание, повышенная температура.

Мероприятия по снижению загазованности и защиты организма человека [33]:

1. Исключение источников газообразования (соблюдение правил эксплуатации, противокоррозионная защита, своевременная замена уплотнений запорной арматуры).

2. Уменьшение концентрации токсичных газов путем проветривания рабочего места на камерах пуска-приема средств очистки и диагностики.

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

4. Обязательное наличие газоанализатора при выполнении газоопасных работ.

8.4 Отклонение показателей микроклимата на открытом воздухе, рабочей зоны

Все требования, связанные с воздухом рабочей зоны, регламентируются ГОСТ 12.1.005-88 [33].

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

На работодателя действующее законодательство возлагает обязательства по надлежащей организации трудового процесса, и обеспечению работников соответствующими средствами защиты, включая в необходимых случаях обеспечение средствами для обогрева. Средства для обогрева должны быть предоставлены на местах выполнения работ или в

непосредственной близости от места работы. При кратковременных работах должно быть обеспечено лишь устройство костров для обогрева.

Мероприятия по организации работ с пониженной температурой воздуха:

1. Предоставление сотрудникам теплой спецодежды;
2. Предоставление специальных перерывов для обогрева и отдыха;
3. Предоставление средств для обогрева.

8.5 Движущиеся механизмы, подвижные части производственного оборудования

На узлах подключения нефтепровода, к подвижным частям оборудования относят запорную арматуру (задвижки), которые могут привести к механическому воздействию на организм работника. На некоторых участках, имеются задвижки с электроприводом, в состав которого входит электродвигатель, поэтому все движущиеся и вращающиеся части привода должны быть ограждены специальными съемными кожухами, чтобы исключить попадание в движущиеся и вращающиеся части. Ремонт и осмотр огражденных частей механизмов, и снятие ограждений допускается только после полной остановки механизма.

8.6 Производственные факторы, связанные с электрическим током

Поскольку на объектах магистрального нефтепровода есть оборудование, которое потребляет значительное количество энергии, то можно с уверенностью сказать, что некоторые узлы являются энергоемкими объектами, то возникает опасность поражения электрическим током, а также опасность возникновения пожара и/или взрыва. Электропоражение может произойти по следующим причинам [34]:

- случайное прикосновение к токоведущим элементам;
- ошибочные действия персонала;
- нарушение изоляции проводов;
- авария.

Основными мерами защиты от разрядов статического электричества является предотвращение накопления зарядов на металлическом оборудовании и предотвращение накопления зарядов на твердых и жидких диэлектриках.

Для предотвращения накопления зарядов на оборудовании все металлические части, на которых могут появиться заряды (аппараты, машины, резервуары, трубопроводы, эстакады и др.), должны быть заземлены.

Устройства защиты зданий и сооружений УКПН от прямых ударов молний, вторичных проявлений молний и разрядов статического электричества необходимо постоянно содержать технически исправном состоянии, проверять их в установленные сроки, не реже раза в год.

Для защиты рабочего персонала от поражения электрическим током используются следующие средства защиты:

- ограничение доступности токоведущих частей (используется защитный кожух, корпус, электрический шкаф, использование блочных частей, строительство воздушных линий электропередачи и т.д.);
- маркировка отдельных частей электрооборудования, надписи, предупредительные знаки, разноцветная изоляция, световая сигнализация;
- заземление оборудования, работающего под напряжением, зданий, вагончиков, техники, блок – понтонов;
- защитное отключение оборудования, находящиеся под повышенным напряжением, снижение напряжения.

При обслуживании электроустановок напряжением до 1000 В применяются следующие изолирующие защитные средства: диэлектрические перчатки, инструмент с изолированными рукоятками, указатели напряжения и к дополнительным – диэлектрические галоши и резиновые коврик, и изолирующие подставки. Видами поражения при контакте с электрическим током являются: электроожог, электроудар и электросудорога.

Меры защиты:

- Применяются защитное зануление, защитное заземление, защитное отключение.
- Обеспечивают изоляцию, ограждение и недоступность электрических цепей.
- Использование предупредительных плакатов и знаков безопасности.
- Применяют средства индивидуальной защиты: диэлектрические перчатки и боты, диэлектрические резиновые коврики, инструменты с изолированными ручками.

При соблюдении указанных организационных и технических мер риск поражения электрическим током сводится к минимуму

8.7 Опасный уровень давления в трубопроводе

Поскольку рабочее давление нефтепровода составляет 40 атмосфер, то трубопровод считается крайне опасным технологическим сооружением, так как аварии и отказы сопровождаются значительным экологическим ущербом – разливом нефтепродуктов, отравлением местной флоры и фауны, даже возможной гибелью людей. Крайне высокий уровень давления способствует разрыву труб в местах наличия дефектов, коррозионного износа, брака деталей и т.д.

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

Мероприятия по предотвращению аварии на трубопроводе:

1. Визуальный и приборный контроль состояния трубопроводов,
2. Проведение своевременной ревизии согласно графику,

3. Проведение технических осмотров и текущих ремонтов по результатам диагностики,

4. Обеспечение должного контроля при монтаже систем мониторинга коррозии.

8.8 Пожаровзрывоопасность

Меры по снижению пожаровзрывоопасности [36]:

- Исключение источников газообразования (соблюдение правил эксплуатации, противокоррозионная защита, своевременная замена уплотнений насосов и запорной арматуры).
- Исключение причин возникновения пожаров и взрывов.
- Контроль загазованности газоанализаторами.
- Применение электрооборудования во взрывобезопасном исполнении.

К профилактическим мероприятиям по предотвращению возникновения пожара могут быть:

- вся передвижная техника в зоне проведения работ должна быть обеспечена искрогасителями заводского изготовления;
- приказом должен быть установлен соответствующий противопожарный режим;
- машины, сварочные аппараты, компрессоры, задействованные в производстве подготовительных и огневых работ, должны оснащаться не менее чем двумя огнетушителями ОУ-10, ОП-10;
- на рабочих местах должны быть вывешены предупредительные надписи: “Не курить”, “Огнеопасно”, “Взрывоопасно”;
- горючие отходы, мусор и т. д. следует собирать на специально выделенных площадках в контейнеры или ящики, а затем вывозить.

К первичным средствам пожаротушения, которые должны присутствовать на месте проведения работ, относятся:

- ящик с сухим песком;
- лопаты;

- технический войлок, брезент или асбестовое полотно;
- углекислотный огнетушитель (один на котел).

8.9 Экологическая безопасность

Загрязняющие вещества, такие как нефть, нефтепродукты, шлам очистки трубопроводов от нефти поступают в гидросферу и почву в составе сточных вод от многих объектов нефтепромысла, где причиной этого могут быть ремонтные работы, несоблюдение правил эксплуатации оборудования, износ уплотнений насосов, аварии.

Таблица 8.4 – Вредные воздействия на окружающую среду и природоохранные мероприятия

Природные ресурсы и компоненты ОС	Вредные воздействия	Природоохранные мероприятия
Атмосфера	Выбросы загрязняющих веществ в атмосферу из дожимной насосной по причине неплотности технологического оборудования	1. Проверка оборудования на прочность и герметичность; 2. Соблюдение правил эксплуатации; 3. Своевременная замена уплотнений насосов и запорной арматуры;
Гидросфера	Попадание в гидросферу загрязняющих веществ, таких как нефть, нефтепродуктов по причине аварийных разливов, несоблюдения правил эксплуатации оборудования, коррозионного износа промыслового нефтепровода, несвоевременного ТО запорной арматуры	1. Своевременный осмотр оборудования и устранение несоответствий паспортным требованиям; 2. Своевременная уборка отходов в специально отведенные места с дальнейшей транспортировкой до мест переработки; 3. Локализация, ликвидация аварийных разливов только в соответствии с нормативными требованиями РД 153- 39.4-114-01[34]
Литосфера	Утечки нефти, нефтепродуктов и других загрязняющих веществ в результате ремонтных работ, несоблюдения правил эксплуатации оборудования, износа уплотнений запорной арматуры, аварий	Проведение своевременного осмотра оборудования и устранение несоответствий паспортным требованиям
	Загрязнение почвы в результате неправильной утилизации отработанных бонов, тары из-под лакокрасочных материалов, промасленной ветоши	Складирование отходов в специальные металлические контейнеры с последующим вывозом на полигоны промышленных отходов

Изм.	Лист	№ докум	Подпись	Дата

8.10 Безопасность в чрезвычайных ситуациях

Перечень возможных чрезвычайных ситуаций (ЧС):

- стихийного характера (лесные пожары, наводнения, ураганные ветры);
- социального характера (террористический акт);
- техногенного характера (производственная авария).

Наиболее типичной и опасной является ЧС техногенного характера. Поскольку при аварии на промышленном нефтепроводе по причине коррозионного износа тела трубы, несвоевременного ТО, а также ошибочных действиях персонала появляется возможность разлива нефти с последующим возгоранием и взрывом ее паров.

Для снижения риска возникновения ЧС согласно [40] проводятся следующие мероприятия:

- организуется техническая диагностика оборудования, а также его техническое обслуживание и ремонт;
- осуществляется приобретение современных приборов контроля и сигнализации на замену, физически и морально устаревших;
- проводятся периодические и внеочередные инструктажи с обслуживающим персоналом.

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

Заключение

Для успешного выполнения ремонтных работ необходимо правильно выбрать способ проведения капитального ремонта, организовать работу квалифицированного персонала, подобрать ремонтное оборудование и технику, организовать подготовительные работы и обеспечить условия проживания для рабочего персонала. Также необходимо соблюдать требования охраны труда и пожарной безопасности при производстве работ на линейной части.

В работе представлены методы проведения капитального ремонта.

Выполнен расчёт нефтепровода на проверку толщины стенки, а также на прочность и недопустимость пластических деформаций.

Составлен план организационных работ, предшествовавших капитальному ремонту.

Произведен выбор наиболее технически и экономически подходящего выбора проведения ремонтно-восстановительных работ. Определены положительные и отрицательные стороны методов.

Выполнен подбор необходимой ремонтно-строительной техники, для обеспечения требуемых сроков по времени выполнения земляных работ. Осуществлён выбор оборудования как для метода вырезки катушки с остановкой перекачки, так и для метода вырезки катушки без остановки перекачки.

Произведено 3D-моделирование в среде САПР. Оценены напряжённно-деформированные состояния узлов врезки под давлением, а также было представлено движение потока нефти при ремонте таким методом.

					<i>Обеспечение выполнения ремонтных работ на магистральном нефтепроводе, расположенном в Томской области</i>			
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>				
<i>Разраб</i>		<i>Романов С.П.</i>			Заключение	<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Руковод.</i>		<i>Гончаров Н.В.</i>					95	107
<i>Рук-ль ООП</i>		<i>Чухарева Н.В.</i>				Отделение нефтегазового дела Группа 2Б92		

Список используемой литературы

1. Экспорт российской нефти по МНП ВСТО через порт Козьмино в июле 2022 г. может стать рекордным. Ссылка URL: <https://neftegaz.ru/news/transport-and-storage/740068-eksport-rossiyskoj-nefti-po-mnp-vsto-cherez-port-kozmino-v-iyule-2022-g-mozhet-stat-rekordnym/> (дата обращения 18.05.2023) – Текст: электронный;
2. Состояние трубопроводов в России: старое против нового. Ссылка URL: <https://dprom.online/oilngas/sostoyanie-truboprovodov-v-rossii-staroe-protiv-novogo/> (дата обращения 19.05.2023) – Текст: электронный;
3. История нефтепроводов. Крупнейший в мире. Ссылка URL: <https://cpc-online.ru/history/pipeline/863/> (дата обращения (21.05.2023) – Текст: электронный;
4. МЧС России. Характеристика Томской области. Ссылка URL: <https://70.mchs.gov.ru/glavnoe-upravlenie/harakteristika-tomskoy-oblasti> (дата обращения 21.05.2023) – Текст: электронный;
5. Севастьянов В.В., Климат Анжеро-Судженска / В.В. Севастьянов, Т.Ф. Уколова, Н.П. Голдаева – Томск: Сибирское отделение РАН, 2000 74 с.;
6. ОР-19.100.00-КТН-010-18 Внутритрубное диагностирование магистральных трубопроводов;
7. Оборудование, применяемое в ОАО «АК Транснефть» для очистки и внутритрубной диагностики магистральных трубопроводов – АО «Транснефть – Диаскан»;
8. Внутритрубная диагностика. Назначение. Последовательность работ. Требования к трубопроводам. Ссылка URL: <https://lektsii.com/2-26111.html> (дата обращения 21.05.2023) – Текст: электронный;

					<i>Обеспечение выполнения ремонтных работ на магистральном нефтепроводе, расположенном в Томской области</i>		
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>			
<i>Разраб</i>		<i>Романов С.П.</i>			Список используемой литературы		
<i>Руковод.</i>		<i>Гончаров Н.В.</i>					
<i>Рук-ль ООП</i>		<i>Чухарева Н.В.</i>					
					<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
						96	107
					Отделение нефтегазового дела Группа 2Б92		

9. ОР-19.100.00-КТН-0362-22 Дополнительный дефектоскопический контроль дефектов секций трубопровода;
10. Марочник сталей и сплавов. Ссылка URL: <https://metal.place/ru/wiki/09g2s/> (дата обращения 22.05.2023) – Текст: электронный;
11. СП 36.13330.2012 Магистральные трубопроводы;
12. СП-34-112-97 Строительство магистральных и промышленных трубопроводов;
13. Трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов. Т77 Справочное пособие: в 2 т./под общ. Ред. Ю.В. Лисина – М.: ООО «Издательский дом Недра», 2017 – Т. 2. – 519 с. – ISBN 978-5-8365-0490-8;
14. Хижняков В.И. Электронный учебник «Техническое обслуживание и ремонт объектов газонефтепроводов» / Хижняков В.И., Жилин А.В. – Томск, 2007;
15. РД-23.040.00-КТН-140-11 Методы ремонта дефектов и дефектных секций действующих магистральных нефтепроводов и нефтепродуктопроводов;
16. ОТТ-23.040.00-КТН-186-08 Ремонтные конструкции для магистральных нефтепроводов диаметром 1067 и 1220 мм с давлением 10 МПа;
17. РД-23.040.00-КТН-064-18 Вырезка и врезка катушек, соединительных деталей, запорной и регулирующей арматуры, подключение участков магистрального трубопровода;
18. ОР-91.010.30-КТН-111-12 Порядок разработки проектов производства работ на строительство, техническое перевооружение и реконструкцию объектов магистральных нефтепроводов и нефтепродуктопроводов;
19. Технические характеристики бульдозера Б10М и других моделей модельного ряда ЧТЗ. Ссылка URL: <https://specmahina.ru/bulldozer/b10m.html> (дата обращения 27.05.2023) – Текст: электронный;

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

20. Кранэкс ЕК 270 – экскаватор со множеством конкурентных преимуществ. Ссылка URL:

[http://allspectech.com/stroitel'naya/jekskavatory/gusenichnye/kraneks-ek-270.html#:~:text=Характеристики%20ЕК%20270-05%20\(LC\)%20ЕК,Радиус%20копания%2C%20см%20770%201480](http://allspectech.com/stroitel'naya/jekskavatory/gusenichnye/kraneks-ek-270.html#:~:text=Характеристики%20ЕК%20270-05%20(LC)%20ЕК,Радиус%20копания%2C%20см%20770%201480)

(дата обращения 27.05.2023) – Текст: электронный;

21. Агрегат насосный ПНУ-2. Ссылка URL:

<https://avto.kamazkamaz.kz/5/18/pnu2#:~:text=Модель%20ПНУ-2.%20Основной%20насос%3A%20—,6%2C5%20—%20мощность%2C%20кВт%2045>

(дата обращения 28.05.2023) – Текст: электронный;

22. ДЭС-100 дизельные электростанции 100 кВт (ДЭС-100). Ссылка URL: https://eti.su/elteh/elmachine/powerstation/powerstation_5951.html (дата обращения 28.05.2023) – Текст: электронный;

23. АКН-100Д на шасси КАМАЗ 65115. Ссылка URL: <https://zavodslon.ru/catalog/avtocisterny-vakuumnye-neftepromyslovye-akn/akn-100d-na-shassi-kamaz-65115> (дата обращения 28.05.2023) – Текст: электронный;

24. Вентилятор осевой ВО 06-300 №6.3 1.1 кВт низкого давления. Ссылка URL: <https://gs-ing.ru/promyshlennye-ventilyatory/osevye-ventilyatory/vo-06-300/ventilyator-osevoy-vo-06-300-6.3-1.1-kvt-nizkogo-davleniya/> (дата обращения 28.05.2023) – Текст: электронный;

25. Каталог оборудования Транснефть ЦБПО ОАО «Приволжскнефтепровод».

26. Трубоукладчик ЧЕТРА ТГ302. Ссылка URL: <https://www.chetra.ru/machines/pipelayers/chetra-tg302/> (дата обращения 29.05.2023) – Текст: электронный;

27. Сварочный агрегат АДД-4004. Ссылка URL: https://tehnavi.ru/prod_12310.htm (дата обращения 29.05.2023) – Текст: электронный;

28. Центратор ЦЗН-1220. Ссылка URL: <https://centrator.su/products/tsentrator-tszn-1220> (дата обращения 29.05.2023) – Текст: электронный;
29. Черенцов Д.А. Замена участков трубопровода путем врезки под давлением / Черенцов Д.А., Виноградов В., Григорьев К.
30. ТУ 1469-001-48815527-2009 Муфтовые и разрезные тройники для врезки и ремонта на действующих нефтепроводах;
31. Муфтовые тройники П8. Ссылка URL: <http://www.proneftegaz.ru/produkt/21-muftovye-troyniki-p8.html> (дата обращения 29.05.2023) – Текст: электронный;
32. Патент №2058506 Российская Федерация, МПК F16L 55/124 (2006.01), F16L 55/12 (2006.01), F16L 55/162 (2006.01). Устройство для перекрытия продуктопровода: № 5040699/06 : заявл. 1992.04.30 : опубл. 1996.04.20 / Антипьев В.Н., Подорожников С.Ю., Чепурский В.Н.
33. ГОСТ 12.0.003-2015. ССБТ. Опасные и вредные производственные факторы.
34. ГОСТ 12.1.005-88. ССБТ. Общие санитарногигиенические требования к воздуху рабочей зоны.
35. ГОСТ 12.1.019-2009. ССБТ. Электробезопасность. Общие требования и номенклатура видов защиты.
36. РД 34.21.122-87. Инструкция по устройству молниезащиты зданий и сооружений.
37. ГОСТ 12.1.007-76. ССБТ. Вредные вещества. Классификация и общие требования безопасности.
38. ГОСТ 12.1.010-76. ССБТ. Взрывобезопасность. Общие требования.
39. ПБ 03-585-03 «Правила устройства и безопасной эксплуатации технологических трубопроводов».
40. РД 153-39.4-114-01. Правила ликвидации аварий и повреждений на магистральных нефтепроводах .

41. ПМТ №51 от 18.12.98г «Правила обеспечения работников специальной одеждой, специальной обувью и другими средствами индивидуальной защиты».

42. СНиП 2.09.04-87 Административные и бытовые здания.

43. Постановление Правительства РФ от 11.03.1999 №279 «Об утверждении Положения о расследовании и учете несчастных случаев на производстве».

44. ГОСТ 20295-85 Трубы стальные сварные для магистральных газонефтепроводов

Изм.	Лист	№ докум	Подпись	Дата	Лист
					100

ПРИЛОЖЕНИЕ А

(обязательное)

Расчёт на прочность байпасного трубопровода

Таблица А.1 – Исходные данные трубопровода

D _n , мм	Категория участка	t _ф , °С	t _э , °С	p, МПа	Марка стали
530	II	-30	10	2,5	09Г2С

Расчёт проводится аналогично разделу 3, поэтому все расчётные формулы будут применяться из того раздела.

$$R_1 = \frac{490 \cdot 0,825}{1,47 \cdot 1,1} = 250 \text{ МПа}$$

где $R_1^H = \sigma_B$, в соответствии с характеристикой стали К50 (09Г2С),

$m = 0,825$, в соответствии с категорией трубопровода по СП 36.13330.2012 [11],

$k_1 = 1,47$, в соответствии с таблицей из СП 36.13330.2012 [11] для сварных труб, изготовленных двухсторонней электродуговой сваркой,

$k_n = 1,1$, в соответствии с таблицей из СП 36.13330.2012 [11] для нефтепроводов с внутренним давлением до 5,5 МПа и диаметром 500 и менее.

$$\delta = \frac{1,1 \cdot 2,5 \cdot 530}{2 \cdot (1,1 \cdot 2,5 + 250)} = 2,88 \text{ мм}$$

где $n = 1,1$, в соответствии с таблицей 14 из СП 36.13330.2012 [11].

$$\sigma_{пр.N} = -1,2 \cdot 10^{-5} \cdot 2,06 \cdot 10^5 \cdot 40 + 0,3 \cdot \frac{1,1 \cdot 2,5 \cdot 524,24}{2 \cdot 2,88} = -23,8 \text{ МПа}$$

$\alpha = 1,2 \cdot 10^{-5} \frac{1}{\text{град}}$, коэффициент линейного расширения в соответствии с СП 36.13330.2012 [11],

$E = 2,06 \cdot 10^5 \text{ МПа}$, модуль упругости в соответствии с СП 36.13330.2012 [11],

$\Delta t = 40 \text{ град.}$

					Обеспечение выполнения ремонтных работ на магистральном нефтепроводе, расположенном в Томской области		
Изм.	Лист	№ докум	Подпись	Дата			
Разраб	Романов С.П.				Приложение А		
Руковод.	Гончаров Н.В.						
Рук-ль ООП	Чухарева Н.В.						
					Лит.	Лист	Листов
						101	107
					Отделение нефтегазового дела Группа 2Б92		

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

$$|\sigma_{пр.N}| \leq \psi_2 R_1$$

$$\psi_2 R_1 = 0,583 \cdot 250 = 145,75$$

$$143 \leq 145,75$$

Условие прочности трубопровода выполняется.

Выполним проверку на недопустимость пластических деформаций.

Кольцевые напряжения от нормативного (рабочего) давления:

где $p_{доп} = 2,5$ МПа - рабочее давление,

$D_{вн} = 520$ мм - внутренний диаметр газопровода,

$\delta_n = 5$ мм - номинальная толщина стенки трубы.

$$\sigma_{кц}^H = \frac{2,5 \cdot 520}{2 \cdot 5} = 130 \text{ МПа}$$

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

где $\mu = 0,3$ - переменный коэффициент поперечной деформации стали (коэффициент Пуассона),

$\sigma_{кц}^H = 130$ МПа - кольцевые напряжения от нормативного (рабочего) давления, МПа,

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

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

$\Delta t = 40^0\text{C}$ - температурный перепад, принимаемый положительным при нагревании,

$D_n = 530$ мм – наружный диаметр газопровода,

$R = 530$ м – минимальный допустимый радиус упругого изгиба СП 34-112-97,

$$1) \sigma_{пр}^H = 0,3 \cdot 130 - 98,88 + \frac{2,06 \cdot 10^5 \cdot 530}{2 \cdot 530000} = 43,12 \text{ МПа}$$

$$2) \sigma_{пр}^H = 0,3 \cdot 130 - 98,88 - \frac{2,06 \cdot 10^5 \cdot 530}{2 \cdot 530000} = -162,88 \text{ МПа}$$

					Приложение А	Лист
Изм.	Лист	№ докум	Подпись	Дата		103

ПРИЛОЖЕНИЕ Б

(обязательное)

Результаты исследований с помощью САПР

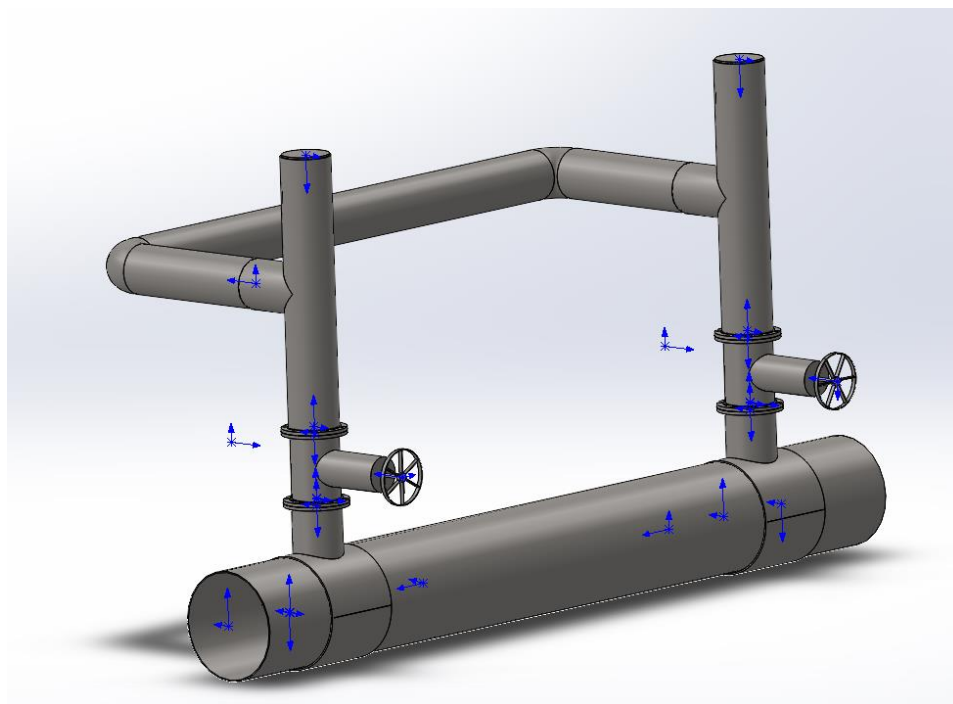


Рисунок Б.1 – Модель для исследования

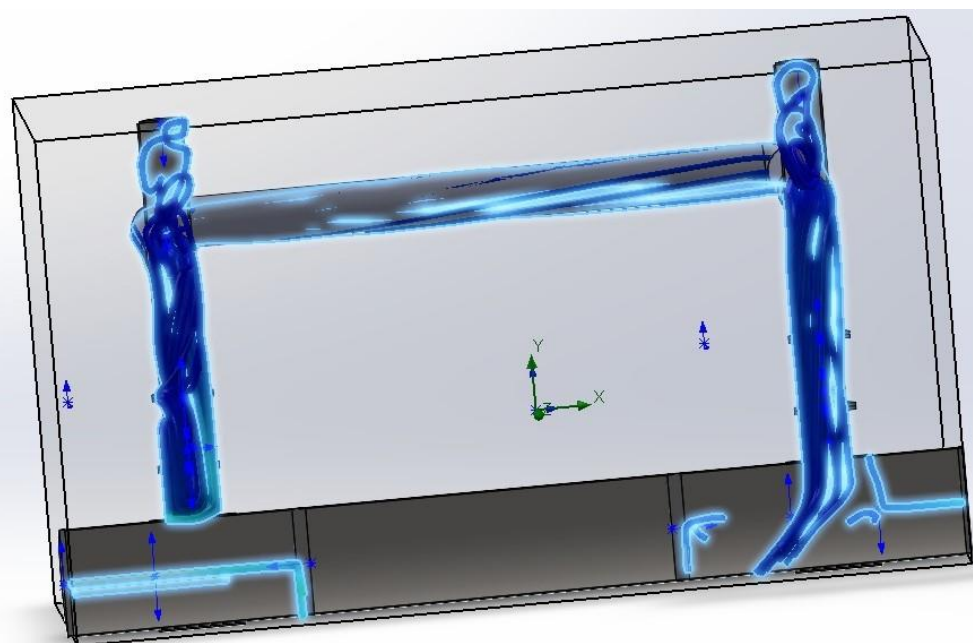


Рисунок Б.2 – Определение скорости потока среды

					Организация производства работ по ремонту кранового узла магистрального газопровода			
Изм.	Лист	№ докум	Подпись	Дата				
Разраб		Сарнов К.С.			Приложение Б	Лит.	Лист	Листов
Руковод.		Гончаров					105	107
Рук-ль ООП		Чухарева Н.В.				Отделение нефтегазового дела Группа 2Б92		

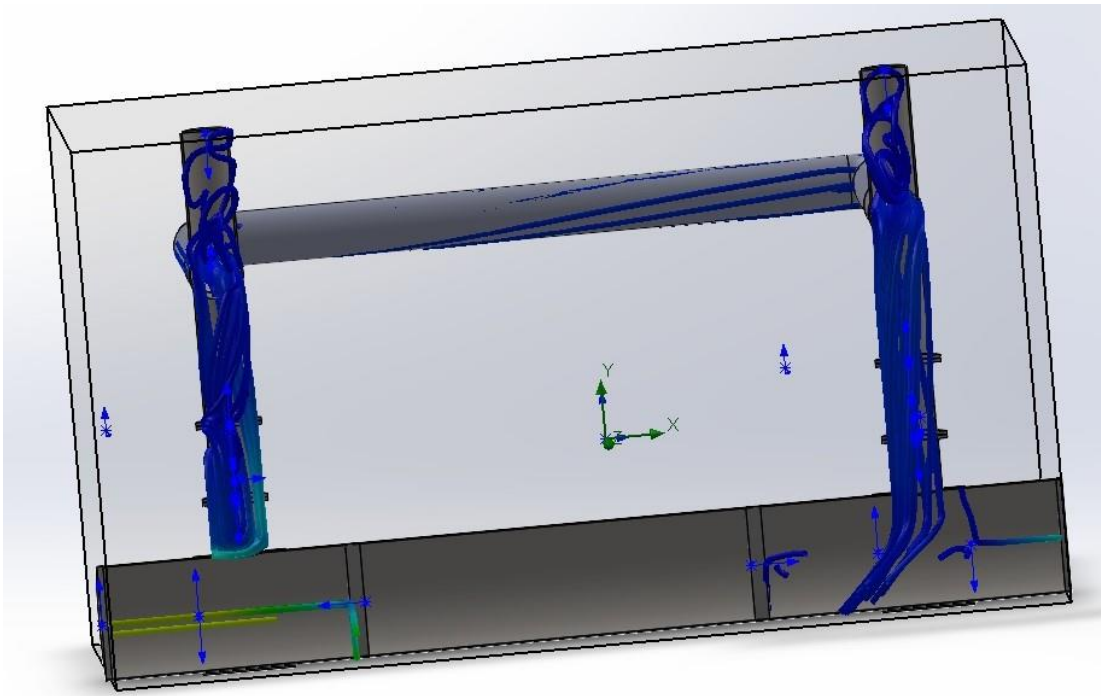


Рисунок Б.3 – Направление потока среды

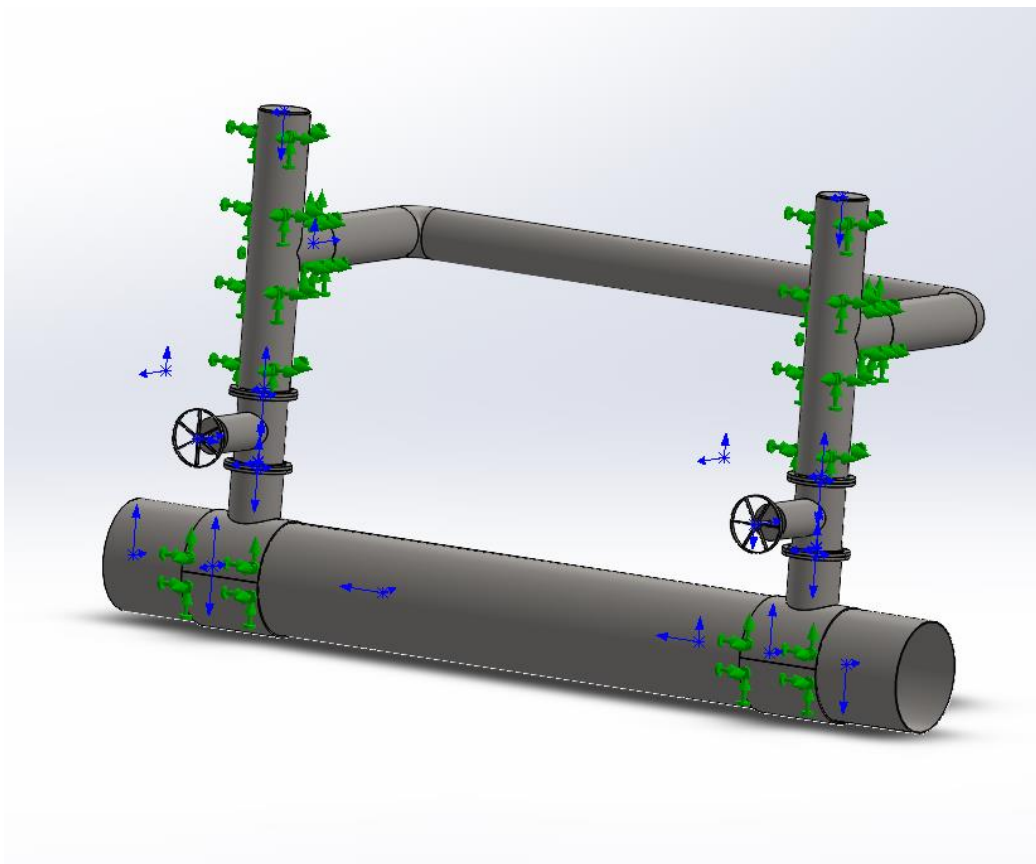


Рисунок Б.4 – Выбор закреплений

Изм.	Лист	№ докум	Подпись	Дата

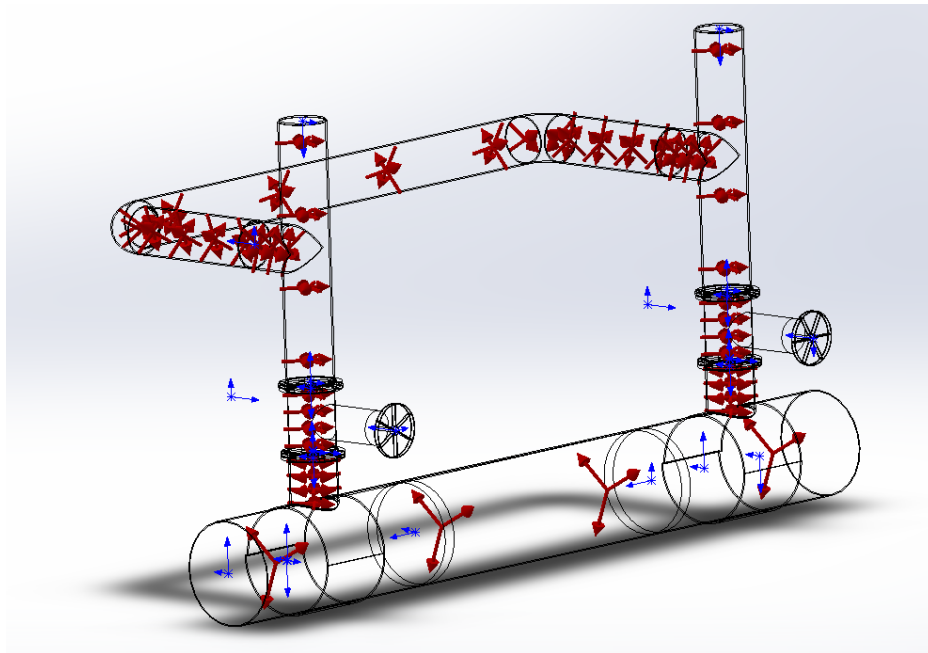


Рисунок Б.4 – Определение давления

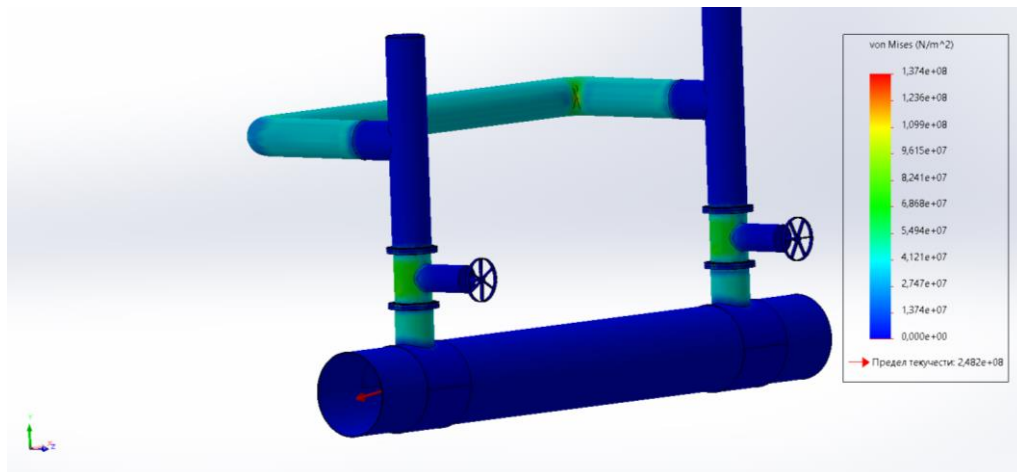


Рисунок 6.10 - Распределение напряжений

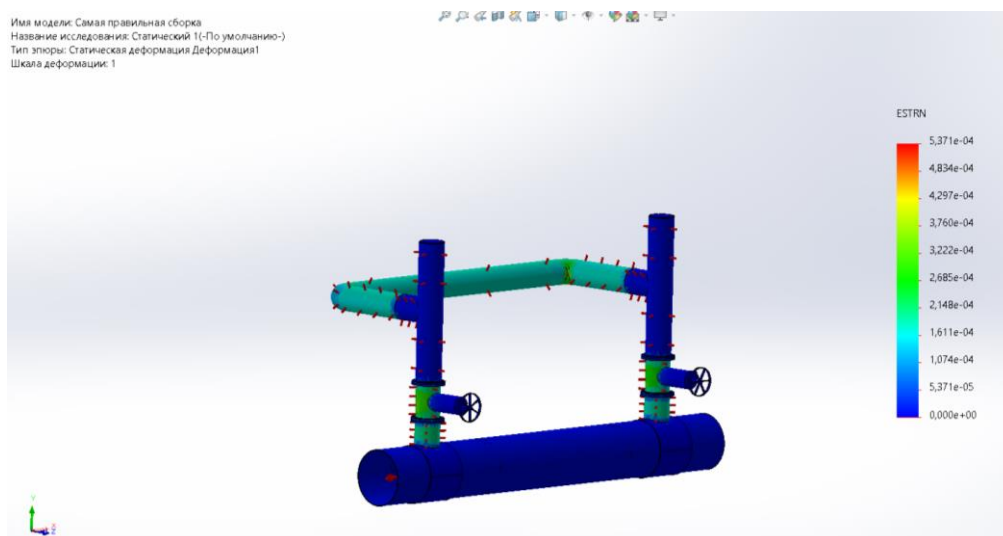


Рисунок 6.11 – Распределение деформаций

Изм.	Лист	№ докум	Подпись	Дата