

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 участке магистрального газопровода с применением технологии врезки под давлением»

УДК 622.691.4.053-049.32

Студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б92	Арзаев Владислав Юрьевич		

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	Рыжакина Т.Г.	к.э.н., доцент		

По разделу «Социальная ответственность»

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

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

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

РЕЗУЛЬТАТЫ ОБУЧЕНИЯ

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

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

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

<p>Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов (аналитический обзор по литературным источникам с целью выяснения достижений мировой науки техники в рассматриваемой области; постановка задачи исследования, проектирования, конструирования; содержание процедуры исследования, проектирования, конструирования; обсуждение результатов выполненной работы; наименование дополнительных разделов, подлежащих разработке; заключение по работе).</p>	<ol style="list-style-type: none"> 1. Дефект и диагностика участка магистрального газопровода. 2. Обзор методов капитального ремонта и его выбор. 3. Проведение расчётов на прочность участка магистрального газопровода и временного байпаса. 4. Анализ напряжённо-деформированного состояния временного байпаса. 5. Разработка мероприятий по обеспечению проведения ремонта с применением технологии врезки под давлением на рассматриваемом участке.
<p>Перечень графического материала (с точным указанием обязательных чертежей)</p>	Нет
Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы	
Раздел	Консультант
«Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»	Рыжакина Татьяна Гавриловна Доцент (ОСГН, ШБИП), к.т.н.
«Социальная ответственность»	Гуляев Милий Всеволодович Старший преподаватель
<p>Названия разделов, которые должны быть написаны на русском и иностранном языках:</p>	
Реферат	

Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику	09.02.2023 г.
--	---------------

Задание выдал руководитель:

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

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б92	Арзаев В.Ю.		09.02.2023 г.

ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ»

Студенту:

Группа	ФИО
2Б92	Арзаев Владислав Юрьевич

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

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

1. Стоимость ресурсов научного исследования (НИ): материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих	Расчёт стоимости выполняемых работ, согласно применяемой технологии: - Материально-технические ресурсы: 9555 руб. - Затраты на специальное оборудование: 145497 руб.
2. Нормы и нормативы расходования ресурсов	Устанавливаются в соответствии с заданным уровнем нормы оплат труда: -30 % премии к заработной плате -20 % надбавки за профессиональное мастерство -1,3 – районный коэффициент для расчета заработной платы.
3. Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования	Общая система налогообложения в том числе отчисления во внебюджетные фонды - 30%.

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

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

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику

Задание выдал консультант:

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

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б92	Арзаев Владислав Юрьевич		

ЗАДАНИЕ К РАЗДЕЛУ «СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»

Обучающемуся:

Группа		ФИО	
2Б92		Арзаев Владислав Юрьевич	
Школа	Инженерная школа природных ресурсов	Отделение (НОЦ)	Отделение нефтегазового дела
Уровень образования	Бакалавриат	Направление/специальность	21.03.01 Нефтегазовое дело

Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:

Введение:

– Характеристика объекта исследования (вещество, материал, прибор, алгоритм, методика, рабочая зона) и области его применения.

Объект исследования: Обеспечение выполнения ремонтных работ на участке магистрального газопровода с применением технологии врезки под давлением;

Рабочая зона: линейный участок магистрального газопровода в полевых условиях;

Область применения: транспортировка газа.

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

1. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности при разработке проектного решения/при эксплуатации:

– специальные (характерные при эксплуатации объекта исследования, проектируемой рабочей зоны) правовые нормы трудового законодательства;
– организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны.

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

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

– СНиП 12-03-2001 «Безопасность труда в строительстве. Часть 1. Общие требования»;

– СНиП 12-04-2002 «Безопасность труда в строительстве. Часть 2. Строительное производство»;

– СТО Газпром 14-2005 «Типовая инструкция по безопасному проведению огневых работ на газовых объектах ОАО «Газпром»;

– СТО Газпром 2-2.3-116-2007 «Инструкция по технологии производства работ на газопроводах врезкой под давлением»;

– СТО Газпром 2-3.5-454-2010 «Правила эксплуатации магистральных газопроводов»;

– СТО Газпром 2-2.2-136-2007 «Инструкция по технологиям сварки при строительстве и ремонте МГ», часть I. 4.1.1

2. Производственная безопасность при разработке проектного решения/при эксплуатации:

2.1 Анализ потенциально вредных и опасных факторов
2.2 Обоснование мероприятий по снижению воздействия

При эксплуатации магистрального газопровода были проанализированы следующие потенциально вредные и опасные факторов:

1. Производственные факторы, связанные с аномальным микроклиматом;
2. Повышенный уровень шума;
3. Загазованность воздушной среды;
4. Движущиеся машины и механизмы производственного оборудования (в том числе грузоподъемные);
5. Оборудование и трубопроводы, работающие под давлением;
6. Обрушение стенок траншеи.

	7. Производственные факторы, связанные с электрическим током; 8. Пожаро- и взрывоопасность;
3. Экологическая безопасность:	– Атмосфера: выброс газов и вредных паров; – Гидросфера: разрушение берегов водоемов и водотоков при устройстве траншей, загрязнение водоёма вредными веществами; – Литосфера: загрязнение и разрушение плодородного слоя почвы.
4. Безопасность в чрезвычайных ситуациях:	– Возможные ЧС: лесные пожары, взрыв попутного газа, аварийная утечка газа при разгерметизации трубопровода; – Наиболее типичная ЧС: аварийная утечка газа при разгерметизации трубопровода;

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

Задание выдал консультант по разделу «Социальная ответственность»:

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

Задание принял к исполнению обучающийся:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б92	Арзаев Владислав Юрьевич		

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)
15.02.2023	<i>Введение</i>	5
28.02.2023	<i>Общие сведения и характеристика объекта</i>	10
15.03.2023	<i>Оценка технического состояния ЛЧ МГ «Сила Сибири»</i>	5
18.03.2023	<i>Расчёт на прочность участка МГ «Сила Сибири»</i>	5
27.03.2023	<i>Выбор и обоснование метода ремонта дефектного участка МГ «Сила Сибири»</i>	10
07.04.2023	<i>Прочностной расчёт и анализ НДС временного байпаса</i>	15
14.04.2023	<i>Разработка мероприятий по проведению ремонта с применением технологии врезки под давлением</i>	15
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	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ОНД	Чухарева Н.В.	к.х.н.		09.02.2023

РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа 123 с., 28 рис., 34 табл., 36 источников.

Ключевые слова: магистральный газопровод, выборочный капитальный ремонт, огневые работы, врезка под давлением, катушка.

Объектом исследования является участок магистрального газопровода «Сила Сибири» Чайнда – Ленск.

Цель работы - разработать мероприятия по проведению ремонтных работ с применением технологии врезки под давлением на примере участка магистрального газопровода «Сила Сибири».

В ходе работы проводились анализ нормативно-технической документации по предмету исследования, анализ дефектного участка, расчёт на методы ремонта, прочностные расчёты газопровода и временного байпаса, анализ НДС временного байпаса, определялись границы допустимых размеров дефектов с делением их по степени опасности.

В результате расчётов, было установлено, что участок газопровода диаметром 1420×26 мм выполняет все условия прочности, временный байпас диаметром 720×12 мм также соответствует всем условиям, был построен график границ допустимых размеров дефектов и определён дефект, согласно классификации – закритичный. Выбран метод ремонта – замена катушки. Разработаны мероприятия по проведению ремонта с применением технологии врезки под давлением.

Область применения: трубопроводный транспорт газа.

Экономическая значимость работы заключается в проведении ремонтных работ без остановки перекачки газа.

В будущем планируется доработать модель узла врезки.

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	Обеспечение выполнения ремонтных работ на участке магистрального газопровода с применением технологии врезки под давлением		
Разраб.	Арзаев В.Ю.				Лит.	Лист	Листов
Руковод.	Гончаров Н.В.					10	98
Консульт.					ТПУ Группа 2Б92		
Рук-ль ООП	Чухарева Н.В.						

ABSTRACT

Graduate qualification work 123 p., 28 figures, 34 tables, 36 sources.

Key words: main gas pipeline, selective overhaul, hot work, tie-in under pressure, coil.

The object of the research is a section of the main gas pipeline "Sila Sibiri" Chayanda - Lensk.

The purpose of the work is to develop measures to carry out repair work using tapping under pressure technology by the example of the Power of Siberia main pipeline section.

In the course of the work there were analyzed normative and technical documentation on the subject of the research, analyzed the damaged section, calculated the repair methods, made strength calculations of the gas pipeline and the temporary bypass, analyzed VAT of the temporary bypass, defined the borders of acceptable defect sizes with their classification by degree of danger.

As a result of calculations, it was established that the gas pipeline section 1420×26 mm diameter meets all strength conditions, the temporary bypass 720×12 mm diameter also meets all conditions, a graph of boundaries of acceptable defect sizes was built and defects were identified, according to the classification - critical. The method of repair - replacement of the coil - was selected. Measures for repair with the use of tapping technology under pressure were developed.

Scope: pipeline gas transport.

The economic significance of the work lies in carrying out repairs without stopping gas transfer.

In the future it is planned to finalize the model of tapping unit.

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

ОПРЕДЕЛЕНИЯ, ОБОЗНАЧЕНИЕ, СОКРАЩЕНИЯ

Определения

В данной работе применены следующие термины с соответствующими определениями:

выборочный ремонт: Способ ремонта, при котором на участке магистрального газопровода выполняю локальные ремонтно-восстановительные работы на местах выявленных дефектов.

вырезка (замена дефекта): Метод ремонта, заключающийся в вырезке из газопровода катушки с дефектом и замене бездефектной катушкой.

временный байпас: Участок трубы, подключенный к магистральному газопроводу для временного использования.

запорное устройство: Устройство для перекрытия полости трубы газопровода под давлением, состоящее из трёх основных частей: гидравлического цилиндра-привода, корпуса перекрывающей головки и самой головки.

магистральный газопровод: Технологически неделимый, централизованно управляемый имущественный производственный комплекс, состоящий из взаимосвязанных объектов, являющихся его неотъемлемой технологической частью, предназначенных для транспортировки подготовленной в соответствии с требованиями национальных стандартов продукции (природного газа) от объектов добычи и/или пунктов приёма до пунктов сдачи потребителям и передачи в распределительные газопроводы или иной вид транспорта и/или хранения.

тройник разрезной: Тройник, состоящий из двух полуобечеек, которые соединяются между собой сваркой при монтаже на газопроводе под давлением.

катушка: Отрезок трубы, предназначенный для соединения двух участков газопровода либо для сварки контрольных сварных соединений при производственной аттестации технологии сварки, допусковых испытаниях и аттестации сварщиков, операторов.

давление рабочее: Наибольшее избыточное давление, при котором обеспечивается заданный режим эксплуатации газопровода.

дефект: Каждое отдельное несоответствие продукции установленным требованиям.

капитальный ремонт линейной части газопроводов: Комплекс организационно-технических мероприятий, включающий работы, в результате которых не изменяются

					<i>Обеспечение выполнения ремонтных работ на участке магистрального газопровода с применением технологии врезки под давлением</i>			
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>				
<i>Разраб.</i>		Арзаев В.Ю.			<i>Определения, обозначения и сокращения</i>	<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Руковод.</i>		Гончаров Н.В.					12	98
<i>Консульт.</i>						<i>ТПУ Группа 2Б92</i>		
<i>Рук-ль ООП</i>		Чухарева Н.В.						

основные проектные показатели газопроводов (проектное рабочее давление, производительность и вид транспортируемого продукта), связанные с восстановлением отдельных частей, узлов, деталей, конструкций, инженерно-технического оборудования или их заменой в связи с физическим износом или разрушением на более долговечные и экономичные, улучшающие их эксплуатационные показатели, а также восстановлением проектных, технических и эксплуатационных характеристик объектов транспорта газа, а также проектным, экспертным, сопроводительным и надзорным обеспечением этих работ, содержанием площадей отвода земли объектов.

огневые работы: Технологические операции, связанные с применением открытого огня, искрообразованием и нагреванием до температуры, способной вызвать воспламенение газа, горючих жидкостей, материалов и конструкций (электросварка, газосварка, бензокеросинорезка, паяльные работы, механическая обработка металла с образованием искр и т.п.).

природный газ: Газовая смесь, компонентами которой в основном являются отдельные углеводороды (C_kH_{2k+2}), азот, диоксид углерода и сероводород.

Обозначения и сокращения

СП – свод правил;

ЛЧ – линейная часть;

МГ – магистральный газопровод;

НДС – напряжённно-деформированное состояние;

ВГУ – временное герметизирующее устройство;

ППР – порядок проведения работ;

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

Содержание

Введение.....	16
1. Общие сведения и характеристика объекта.....	17
1.1 Характеристика и состав линейного участка МГ «Сила Сибири».....	17
1.2 Природно-климатические условия района.....	20
2. Оценка технического состояния ЛЧ МГ «Сила Сибири»	22
2.1 Диагностика линейной части МГ.....	22
2.2 Анализ результатов диагностики ЛЧ МГ	25
3. Расчёт на прочность участка МГ «Сила Сибири».....	30
3.1 Расчёт толщины стенки газопровода.....	30
3.2 Прочностной расчёт на недопустимые пластические деформации и осевые напряжения.....	31
4. Выбор и обоснование метода ремонта дефектного участка МГ «Сила Сибири».....	34
4.1 Обзор методов проведения ремонта МГ.....	34
4.2 Исходные данные для обоснования метода проведения ремонта	36
4.3 Оценка возможности ремонта контролируемой шлифовкой.....	36
4.4 Оценка возможности ремонта муфтой	38
4.5 Оценка возможности ремонта заменой катушки.....	39
4.6 Обоснование проведения ремонта методом врезки под давлением	40
5. Прочностной расчёт и анализ НДС временного байпаса.....	43
5.1 Прочностной расчёт временного байпаса и допустимого давления при проведении работ врезки под давлением.....	43
5.2 Анализ НДС временного байпаса.....	45
6. Разработка мероприятия по проведению ремонта врезкой под давлением.....	48
6.1 Состав работ на устранение дефекта.....	48
6.2 Подготовительные работы.....	48
6.3 Мероприятия по проведению земляных работ.....	49
6.4 Мероприятия по подготовке и проведению врезки под давлением.....	50
6.5 Мероприятия по подготовке и проведению огневых работ.....	53
6.6 Заключительные работы.....	56
6.9 Перечень применяемых машин и оборудования при выполнении работ.....	58
7. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	65

					<i>Обеспечение выполнения ремонтных работ на участке магистрального газопровода с применением технологии врезки под давлением</i>		
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>			
<i>Разраб.</i>		Арзаев В.Ю.			<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Руковод.</i>		Гончаров Н.В.				14	98
<i>Консульт.</i>					Содержание		
<i>Рук-ль ООП</i>		Чухарева Н.В.					

7.1 Оценка коммерческого потенциала и перспективности проведения научных исследований с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения	65
7.2 Планирование научно–исследовательских работ.....	71
7.3 Бюджет научно–технической разработки.....	74
7.4 Определение ресурсной (ресурсосберегающей), финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности исследования.....	78
Заключение.....	80
8. Социальная ответственность.....	81
8.1 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности.....	81
8.2 Производственная безопасность	83
8.3 Экологическая безопасность.....	92
8.4 Безопасность в чрезвычайных ситуациях.....	93
Заключение.....	94
Заключение.....	95
Список используемой литературы.....	96

Введение

На данный момент по информации «РИА НОВОСТИ» на период от 2020-2022 года произошло 47 аварий магистральных газопроводов. Что в большинстве случаев ограничило поставки газа потребителям на время ликвидации аварий и ремонтно-восстановительных работ [1]. В связи с этим подтверждается необходимость своевременного проведения ремонта и его качественная организация, так как часть аварий произошло при проведении ремонта.

Следует отметить, что в настоящее время поставки углеводорода перенаправляются на Восток, в следствии с этим растёт и нагрузка на трубопроводный транспорт, осуществляющий данные поставки. Одним из таких магистральных трубопроводов является «Сила Сибири», исполненная в однониточном исполнении, в следствии с этим, чтобы не допустить недопоставки газа необходимо проводить ремонт газопровода без остановки перекачивания.

Выявленная проблема подтверждается инновационном планом развития ОАО «Газпром» до 2025 года [2].

Цель работы: Разработка мероприятий по проведению ремонтных работ с применением технологии врезки под давлением на примере участка магистрального газопровода «Сила Сибири».

Задачи работы:

1. Анализ нормативно-технической документации и литературных источников по предмету исследования.
2. Оценка технического состояния участка газопровода и выбор метода ремонта.
3. Проведение расчётов на прочность участка газопровода и анализ НДС временного байпаса.
4. Разработка мероприятий по обеспечению проведения капитального ремонта методом врезки под давлением рассматриваемого участка газопровода.

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	Обеспечение выполнения ремонтных работ на участке магистрального газопровода с применением технологии врезки под давлением			
Разраб.		Арзаев В.Ю.			Введение	Лит.	Лист	Листов
Руковод.		Гончаров Н.В.					16	98
Консульт.						ТПУ Группа 2Б92		
Рук-ль ООП		Чухарева Н.В.						

1. Общие сведения и характеристика объекта

1.1 Характеристика и состав линейного участка МГ «Сила Сибири»

Магистральный газопровод «Сила Сибири» является одним из важнейших объектов России. Компания, эксплуатирующая данный газопровод, является дочерней компанией ОАО «Газпром» - ООО «Газпром Трансгаз Томск». Данный газопровод пролегает на территориях: Иркутской, Амурской областях и Республики Саха.

Начало развития магистрального газопровода положено 10 ноября 1997 года, в момент подписания меморандума о строительстве 3000-киллометрового газопровода. На данный момент протяжённость газопровода составляет около 2200 км, диаметр трубопровода составляет 1420 мм, рабочее давление 9,8 МПа и экспортная мощность на момент выхода магистрального газопровода на проектную мощность будет составлять 38 миллиардов кубометров природного газа [3].

В состав МГ «Сила Сибири» входят: линейная часть, крановые узлы, а также узлы запуска и приёма ВТУ.

Проектирование линейного участка газопровода Ду1400 предусматривается в соответствии с требованиями СНиП 2.05.06-85* (Актуализированная версия СП 36.13330.2012) «Магистральные трубопроводы» на рабочее давление 9.8 МПа. Защита трубопроводов от почвенной коррозии выполняется в соответствии с ГОСТ Р 51164-98.

Для сооружения линейной части используются трубы с наружным антикоррозионным покрытием, а также с внутренним гладкостным покрытием для уменьшения фрикционные свойств металла. Запорная арматура и соединительные детали Ду500 мм и более применяются с наружным антикоррозионным покрытием. Трубы приняты минимально допустимой толщины в соответствии с сортаментом труб, рекомендуемых ТУ и с учетом сортамента труб, выпускаемых отечественными заводами [4].

С целью антикоррозионной защиты находящихся под землёй соединительных деталей небольших диаметров (в крановых узлах, узлах запуска-приёма, узлах подключения УКПГ) применяется внешнее битумно-уретановое покрытие «Биурс».

Одновременно со строительством газопровода создается система электрохимзащиты (далее ЭХЗ). Автономность системы ЭХЗ обеспечивается отключением от площадки

					<i>Обеспечение выполнения ремонтных работ на участке магистрального газопровода с применением технологии врезки под давлением</i>			
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>				
<i>Разраб.</i>		Арзаев В.Ю.			Общие сведения и характеристика объекта	<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Руковод.</i>		Гончаров Н.В.					17	98
<i>Консульт.</i>						ТПУ Группа 2Б92		
<i>Рук-ль ООП</i>		Чухарева Н.В.						

установки комплексной подготовки газа и отвода и присоединяется к посёлку Ярославский с применением электроизолирующих вставок категории «А» [REDACTED], поставщиком которых является ЗАО «Трубопроводные системы и технологии», расположенными вблизи к площадке УКПГ и в начале отвода к посёлку Ярославский [4].

В качестве запорной арматуры на линейной части газопровода приняты шаровые краны Ду150...Ду1400 с пневмогидроприводами. Краны Ду1400...Ду150 приварные предназначены для подземной установки с заводской противокоррозионной изоляцией в исполнении под катодную защиту [4].

Устройства запуска-приема средств очистки и диагностики в блочно-комплектном исполнении. Запорная арматура Ду300 и более, камеры запуска, приема, загрузочные устройства и устройства извлечения, трубопроводы Ду150 и более, в пределах площадки, устанавливаются на основания. Обязочные трубопроводы меньших диаметров, уложены подземно на сплошное основание из швеллеров.

Прокладывание газопровода выполняется подземно. Трубопровод размещается в большей степени параллельно рельефу территории. Углубление трубы учитывается вплоть до верха трубы не менее 1,0м. Согласно документам, СНиП III-42-80*, СНиП 3.02.01-87 и СНиП 12-04-2002 принимается ширина траншей по дну и крутизна откосов. Параметры, определяющие ширину траншеи: диаметр и назначение газопровода, наличие балластировки, характеристика грунта, а также другие условия прокладки.

Для соответствия трассы прокладки трубопровода применяются отводы холодного гнутья, штампосварные отводы от заводов поставщиков, а также с применением упругого изгиба труб, как для поворотов в вертикальной, так и горизонтальной плоскостях.

Переходы газопроводов через водные преграды планируются с учётом характера течения водотока. Трубопровод укладывается на глубине не менее 0,5 м ниже расчётного уровня размыва русла исчисляя от верха балласта, но не менее 1 м от естественного дна водотока и не менее 0,5 м от верха балласта до дна водоёма при прохождении через твёрдые грунты. Для предотвращения всплытия применяется балластировка. Применяется кольцевое и объёмное железобетонное утяжеление. За пределами русла и поймы чаще всего используется конвейерное утяжеление.

Для предупреждения длительных остановок газотранспорта в случае аварии, переход через реку шириной свыше 75 м в межень предусматривается в двухтрубном исполнении [4].

Проектирование переходов трубопровода через автомобильные дороги – подземное. Предусматривается применение горизонтального бурения с устройством защитного кожуха при пересечении дорог с капитальным твёрдым покрытием. На одном из концов кожуха

					<i>Общие сведения и характеристика объекта</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		18

устанавливается вытяжная свеча. Установка трубопровода в кожух осуществляется с применением опорно-направляющими устройствами. Герметизация торцов предусматривается применением конусных резиновых или полимерных манжет. Все детали опорных устройств и торцевых уплотнений заводского изготовления.

Глубина заложения трубопроводов под полотном дороги, расстояния от концов защитного кожуха, вытяжной свечи, до подошвы земляного полотна, контроль монтажных сварных соединений приняты в соответствии со СНиП 2.05.06-85*, СНиП III-42-80*, ВСН-006-89.

При пересечении полевых дорог расстояние от верха трубопровода до дневной поверхности должно быть не менее 1,40 метра. В месте пересечения укладываются дорожные железобетонные плиты, Пересечения с полевыми дорогами выполняются открытым способом.

В состав линейной части входит 7 вертолётных площадок, 7 площадок промежуточных радиорелейных станций одну промышленную площадку линейного производственного управления на северо-западе г. Ленск, 4 автодороги и 13 автодорожных мостов [4].

На МГ «Сила Сибири» оборудовано 11 площадок крановых узлов, оборудованных шаровыми равнопроходными кранами Ду1400 класса герметичности «А», с патрубками под приварку, подземной установки, с заводской изоляцией с колонной увеличенной высоты с пневмогидравлическими приводами комплектно с блоками управления для катодной защиты (с гальванической развязкой), обеспечивающими возможность дистанционного и местного (ручного) управления [4].

Для опорожнения участков газопровода при ремонтах и нештатных ситуациях крановые узлы имеют двустороннюю продувку на свечу ДУЗО. Диаметр свечи принят исходя из обеспечения стравливания газа в течение 1.5-2 часов из участка газопровода между отсекающими кранами. Сброс газа из свечи предусматривается на безопасном расстоянии от площадки кранового узла.

На линейном участке МГ «Сила Сибири» оборудованы узлы пуска и приёма ВТУ, исполненные в виде 2 узла пуска очистных устройств и 1 узла приёма, оборудованных на 3 резервных ниток.

К основному оборудованию узлов приема и запуска ВТУ относятся [4]:

– камеры приема и запуска ВТУ с задвижкой Шольца в модульном исполнении с механизмом для позиционирования и перемещения, с блокировкой открытия задвижки при наличии давления;

					Общие сведения и характеристика объекта	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		19

- трубопроводы, арматура и продувочные свечи, обеспечивающие необходимые технологические операции по приему и запуску ВТУ;
- датчики прохождения ВТУ;
- сборник продуктов очистки (в узле приема ВТУ);
- стабилизирующее устройство для защиты от продольных перемещений трубопровода.

Выпуск газа из продувочных свечей обеспечен на безопасном расстоянии.

1.2 Природно-климатические условия района

Чаяндинское НГКМ расположено на юго-западе Республики Саха (Якутия), в 90 км на север от поселка Витим, в 130 км на запад-юго-запад от г. Ленска. В административном отношении участок Чаяндинское НГКМ - Ленск магистрального газопровода Якутия-Хабаровск-Владивосток расположен в Ленском районе Республики Саха (Якутия). Согласно физико-географическому районированию трасса магистрального газопровода берет начало в Приленской таежной провинции Восточносибирской физико-географической страны.

Провинция Приленская расположена в верховьях реки Лены и южной части междуречья рек Лены и Вилюя. Она включает в себя плоские платообразные высоты на левом берегу Лены и полосу Предбайкальского тектонического прогиба, где протекают реки. Междуречье Лены и Вилюя покрыто юрскими и четвертичными рыхлыми отложениями, на поверхности которых много термокарстовых котловин и эрозионных форм.

Приленское плато является возвышенной равниной, а также имеет расположение вдоль среднего течения реки Лены, его среднее значение абсолютных высот составляет от 300 до 600 м. Также присутствует чередование плоских, заболоченных междуречий с глубокими каньонообразными долинами.



Рисунок 1.1 – Газопровод «Сила Сибири»

					<i>Общие сведения и характеристика объекта</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		20

Так же на Приленском плато достаточно часто встречаются различные малые формы рельефа: бугры пучения, аласы, карстовые воронки, пещеры, поноры, термокарстовые воронки, местами возможно встретить уступы малого размера. Не стоит забывать и об воздействии крупных рек на ландшафт местности, так благодаря их деятельности на территории ярко выражены поймы, как низкие, так и высокие надпойменные террасы. Долины рек в зависимости размера водотока имеют различные формы, так у достаточно крупных рек форма долины схожа с трапециoidalной, в то время как у малых – V-образной формы. Абсолютные отметки плато на территории месторождения, следующие: на водоразделах от 380 до 550 метров, в долинах временных водотоках, ручьев и малых рек от 300 до 380 метров и урезы реки Нюя от 265 до 300 метров [4].

Климат рассматриваемой территории характеризуется резкой континентальностью, которая проявляется очень низкими зимними и высокими летними температурами воздуха, а также располагается зона многолетней мерзлоты мощностью нескольких сот метров. Абсолютный минимум температуры окружающей среды составляет минус 61°С и приходится на январь месяц. Абсолютный максимум температуры окружающей среды достигает плюс 36°С.

По картам зонирования по сейсмической опасности ОСР-97 -В участок газопровода "Сила Сибири" между Чаяндинским ГНКМ и Ленском относится к 6-балльной зоне. На всем маршруте газопровода при инженерных изысканиях проводят работы по локальному микрозонированию. На участке от Чаяндинского ГНКМ до Ленска ЗАО "НПФ ДИЭМ" осуществило микрозонирование. В результате исследований были определены изменения сейсмической интенсивности района по жесткостным методикам, от -0,53 до +0,24 балла по шкале МЗК-64. Таким образом, максимальная сейсмичность участка может достигать 6,24 балла [4].

					<i>Общие сведения и характеристика объекта</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		21

2. Оценка технического состояния ЛЧ МГ «Сила Сибири»

2.1 Диагностика линейной части МГ

Техническое диагностирование МГ применяется для обеспечения надёжности ЛЧ МГ. Его осуществляют на всём периоде эксплуатации объекта до момента вывода его из эксплуатации (исключением является – период ликвидации).

Для оценки технического состояния ЛЧ МГ применяют следующие способы диагностики [7]:

- внутритрубное диагностирование, предназначенное для обнаружения дефектов в теле трубы и в сварных соединениях, контроля геометрии трубы и для определения их позиционирования;
- наземное обследование с применением транспортных средств, пеших обходов, шурфования и других специальных обследований;
- обследование газопроводов с применением летательных и космических аппаратов, в том числе и спутников;
- приборное и водолазное обследование подводных переходов;
- обследование газопроводов с приложением контрольных нагрузок;
- другие способы обследований.

ОАО "Газпром" применяет различные методы неразрушающего контроля: электромагнитные, электрометрические, световые, акустические, магнитные, геодезические, испытания на растяжение и другие.[7] При определении периодичности и объема диагностики трубопроводов учитывается: категория, конструктивные особенности, срок эксплуатации, отказы, условия размещения, нарушение охранных зон, а также то, относятся ли участки к потенциально опасным и особо важным.

Результаты диагностики оформляют в документах (актах, заключениях, протоколах и др.). В зависимости от результатов диагностики и оценки принимают решение о режиме эксплуатации, необходимости и сроках ремонта. При выявлении опасных дефектов организация, проводящая диагностику, немедленно информирует эксплуатирующую организацию для устранения дефектов.

Последовательность производимых работ внутритрубной диагностики: очистной скребок очищает внутреннюю полость и стенки газопровода от различных загрязнений, посторонних предметов и отложений для проведения дальнейшей диагностики. Далее

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	Обеспечение выполнения ремонтных работ на участке магистрального газопровода с применением технологии врезки под давлением		
Разраб.		Арзаев В.Ю.			Лит.	Лист	Листов
Руковод.		Гончаров Н.В.				22	98
Консульт.					ТПУ Группа 2Б92		
Рук-ль ООП		Чухарева Н.В.					

применяется магнитный очистной поршень, который намагничивает газовую магистраль и собирает все металлические предметы в трубе (стружку и т.д.). За ним отправляется в газопроводную полость профилемер, его предназначение в измерении профиля внутренней поверхности трубы, а также тестовой оценки проходимости газопровода. Последним отправляется дефектоскоп, который непосредственно определяет и регистрирует дефекты, довольно часто с ним запускают навигатор – для более точного определения координат дефектов.

Для проведения внутритрубной диагностики, согласно «Реестру оборудования для внутритрубного технического диагностирования (ВТД) линейной части магистральных газопроводов и газопроводов-отводов ПАО «Газпром», соответствующего техническим требованиям ПАО «Газпром» от 2020 года, применяется комплекс внутритрубной диагностики КВД-1, в состав которого входят:

- скребки очистные серии СО и СОК;
- поршень магнитный очистной серии ПМО;
- профилемеры рычажные трубные серии ПРТ;
- дефектоскопы продольного и поперечного намагничивания серии ДМТБ и ДМТПБ соответственно;
- интроскопы серии ДМТБ (Ис);

В соответствии с этим подобрано оборудование с сайта научно-производственного центра внутритрубной диагностики.

Скребок очистной серии СОК представлен на рисунке 2.1

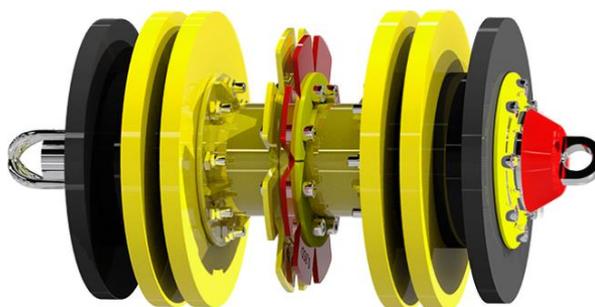


Рисунок 2.1 – Скребок очистной калибр

Скребки-калибры предназначены для первичной очистки и оценки минимального проходного сечения трубопровода перед запуском очистного и диагностического оборудования.

Благодаря калибровочным дискам, установленным на скребке, мы можем оценить минимальное проходное сечение, в то же время при прохождении недопустимых сужений

пластины, находящиеся на скребке деформируются и уже по наличию и величине загиба принимается решение о дальнейшей очистке и диагностических работ.

Поршень магнитный очистной серии ПМО представлен на рисунке 2.2.

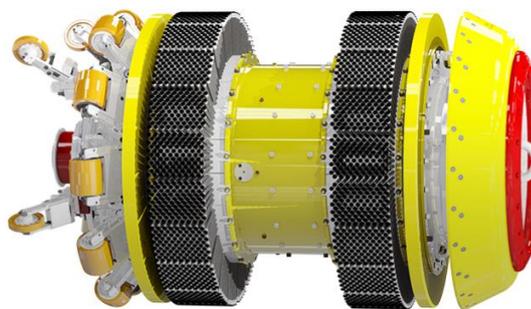


Рисунок 2.2 – Поршень магнитный очистной

Магнитный поршень предназначен для окончательной очистки газопровода.

Профилемер серии ПРТ представлен на рисунке 2.3.



Рисунок 2.3 – Профилемер серии ПРТ

ПРТ предназначены для определения профиля внутренней поверхности и положения оси магистральных трубопроводов.

Работа профилемера основана на восстановлении формы внутреннего сечения трубы с помощью измерительной системы, основанной на перемещении рычагов. Восстановление сечения происходит путем регистрации углового положения рычагов, покрывающих 100% внутреннего периметра трубы. Определение положения оси трубопровода осуществляется с использованием данных инерциальной навигационной системы.

Дефектоскопы серий ДМТБ и ДМТПБ представлен на рисунке 2.4.



Рисунок 2.4 - Дефектоскопы серий ДМТБ и ДМТПБ

Дефектоскопы предназначены для обнаружения и регистрации: коррозионных, поперечных и продольных металлургических дефектов, продольных и поперечных стресскоррозионных трещин, механических повреждений продольных и поперечных ориентаций.

Интроскопы серии ДМТБ (Ис) представлен на рисунке 2.5

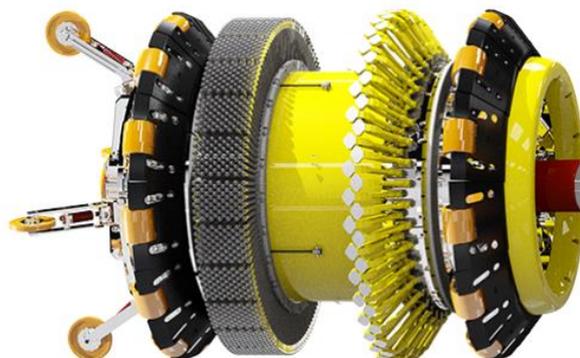


Рисунок 2.5 – Интроскоп серии ДМТБ (Ис)

Интроскопы применяются для обнаружения и регистрации: коррозионных и металлургических дефектов на внутренней поверхности трубопровода, дефектов геометрии трубопровода, а также дефектов кольцевых, продольных и спиральных сварных швов.

Для уточнения дефектов, выявленных при проведении внутритрубной диагностики, необходимо провести дополнительный дефектоскопический контроль.

2.2 Анализ результатов диагностики ЛЧ МГ

Данные полученные при проведении диагностики газопровода представлены в таблице 2.1 и рисунке.

Таблица 2.1 – Идентификация дефекта

Параметры дефекта	Результаты по ВИП	Результаты по ДДК
Описание дефекта	Участок с потерей металла (кластер)	Участок с потерей металла (кластер)
Тип (нар., вн., ст.)	внешний	внешний
Длина, мм	783	792
Ширина, мм	512	524
Глубина \ высота, мм	69,4%	69,4% (19,6)
Угловое положение, град.	42°	45°
Толщина стенки, мм	26,0	26,0

Для определения границ допустимых размеров коррозионных дефектов на участке МГ произведём расчёт, согласно СТО Газпром 2-2.3.112-2007 [8].

Исходные данные к расчёту, представлены в таблицах 2.2 и 2.3, принятые по СП.36.13330.2012.

Таблица 2.2 – Исходные данные

Показатель	Значение
Наружный диаметр трубы нефтепровода D_H , мм	1420
Марка стали трубы	K60 (10Г2ФБЮ)
Категория участка	III
Внутреннее давление P , МПа	9,8
Длина дефекта a , мм	792
Ширина дефекта b , мм	524
Глубина дефекта d , % от δ	69,4

Таблица 2.3 – Исходные данные

Показатель	Значение
Коэффициент условий работы трубопровода при расчете его на прочность, устойчивость и деформативность m	0,99
Коэффициент надежности по ответственности трубопровода k_H	1,265
Коэффициент надежности по материалу трубы k_1	1,55
Коэффициент надежности по нагрузке – внутреннему рабочему давлению в газопроводе n	1,1
Коэффициент Пуассона μ	0,3
Временное сопротивление материала трубы σ_B , МПа	590
Предел текучести материала трубы σ_T , МПа	460

Определим границы допустимых размеров дефектов

Коэффициент, учитывающий длину дефекта по формуле:

$$Q = \sqrt{1 + 0,31 \left(\frac{l}{\sqrt{D_H \delta}} \right)^2} \quad (2.1)$$

где l – длина дефекта, равная a ;

D_H – диаметр трубопровода;

δ – толщина стенки трубопровода.



Сопротивление сжатию (растяжению) рассчитывается по формуле:

$$R_1 = \frac{m}{k_1 k_H} \sigma_B \quad (2.2)$$

Кoeffициент, учитывающий давление на оцениваемом участке по формуле:

$$\gamma = 1 - n \frac{p}{R_1} \quad (2.3)$$

$$\gamma = 1 - 1,1 \cdot \frac{9,8}{297,90} = 0,964$$

Кoeffициент запаса по формуле:

$$K = 0,9\gamma \cdot n \cdot k_1 \cdot \frac{k_H}{m} \quad (2.4)$$

Определим разрушающее давление по формуле:

$$p_p^0 = K \cdot P \quad (2.5)$$

Дополнительно рассчитаем величину испытательного давления p_r , МПа, для труб по формуле:

$$p_r = \frac{0,95 \cdot 2 \cdot \delta \cdot \sigma_T}{D_H - 2\delta} \quad (2.6)$$

Определение p_r для построения трёх кривых границ допустимых размеров дефектов, где одна из кривых строится при p_r , другая при p и последняя при p_p^0 . Задавая различные значения l вычисляем по формуле (3.1) коэффициент Q , а вычисленное значение этого коэффициента подставляем в формулу (2.7) при разрушающем давлении, а также рабочем и испытательном:

$$\frac{d}{\delta} = \frac{\left[\frac{p_p^0(D_H - \delta)}{2\delta\sigma_B} - 1 \right] Q}{\frac{p_p^0(D_H - \delta)}{2\delta\sigma_B} - Q} \quad (2.7)$$

Результаты расчётов представлены в таблице 2.4.

Таблица 2.4 – Результаты расчётов относительной глубины дефектов

l , мм	Q	d/δ при $p_{\text{раб}}$	d/δ при $p_{\text{раз}}$	d/δ при p_r
50	1,010441	0,991774	0,947996	0,969187
75	1,023343	0,982019	0,891986	0,934421
100	1,041137	0,969259	0,826615	0,891611
125	1,063577	0,954214	0,759108	0,844655

Продолжение таблицы 2.4

150	1,090377	0,937617	0,694436	0,796802
200	1,155795	0,902363	0,582892	0,706851
250	1,234821	0,867567	0,497627	0,63088
300	1,325024	0,83549	0,434366	0,569895
350	1,424281	0,807024	0,387384	0,521777
400	1,530832	0,782259	0,352007	0,48382
450	1,643258	0,760905	0,324875	0,45364
500	1,760436	0,742535	0,303661	0,429366
550	1,881476	0,726706	0,286768	0,409593
600	2,00568	0,713016	0,273084	0,39328
650	2,132495	0,701118	0,26183	0,379659
700	2,261482	0,690721	0,252445	0,368157
800	2,524635	0,673509	0,237759	0,34989
900	2,793061	0,659928	0,226859	0,336116
1000	3,065376	0,648993	0,21849	0,325413
1100	3,340629	0,640031	0,211884	0,316885
1200	3,61815	0,632569	0,206549	0,309947
1300	3,897453	0,62627	0,202159	0,304201

Согласно представленным данным, были построены границы допустимых размеров дефектов, представленные на рисунке 2.5.

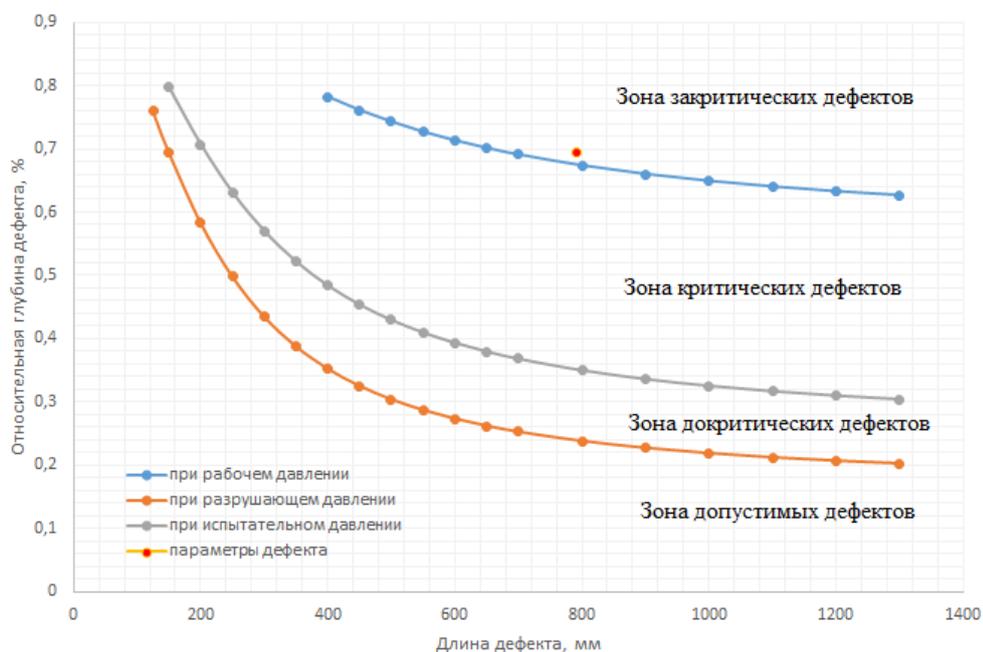


Рисунок 2.5 – График зависимостей относительной глубины дефекта от его длины с указанием дефекта.

Согласно [8], построенные кривые позволяют следующим образом условно классифицировать дефекты по степени опасности:

размеры дефектов, попадающие в область ниже кривой при разрушающем давлении p_p^0 , вычисляемом по формуле (2.5), являются допустимыми (безопасными);

размеры дефектов, попадающие в область между кривой при разрушающем давлении p_p^0 и кривой при p_T , являются докритическими (потенциально опасными);

размеры дефектов, попадающие в область между кривой при p_T и кривой при p , являются критическими (опасными), и такие дефекты могут привести к разрушению при испытательном давлении;

размеры дефектов, попадающие в область, расположенную выше кривой при p , могут привести к разрушению газопровода при проектном рабочем давлении. Такие дефекты являются недопустимыми (закритическими).

Отталкиваясь от данной классификации, определяем дефект, как закритический. Следовательно, назначаем ремонт участка газопровода.

					Оценка технического состояния ЛЧ МГ «Сила Сибири»	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		29

3. Расчёт на прочность участка МГ «Сила Сибири»

При расчете на прочность участка МГ «Сила Сибири» используются свод правил «Магистральные трубопроводы», СП 36.13330.2012 (Актуализированная редакция), СНиП 2.05.06-85* [5].

3.1 Расчёт толщины стенки газопровода

Исходные данные представлены и данные принимаемы по СП 36.13330-2012 в соответствии с категорией газопровода и по стали 10Г2ФБЮ согласно [6] представлены в таблице.

Таблица 3.1 - Исходные данные

D _H , мм	Категория участка	p, МПа	Марка стали			
1420	III	9,8	10Г2ФБЮ			
Данные, принимаемые по СП 36.13330.2012						
m	k _H	k ₁	n	μ	σ _B , МПа	σ _T , МПа
0,99	1,265	1,55	1,1	0,3	590	460

При расчете используется свод правил «Магистральные трубопроводы», СП 36.13330.2012 (Актуализированная редакция), СНиП 2.05.06-85*.

Расчётное сопротивление растяжению рассчитывается по формуле:

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

$$R_1 = \frac{590 \cdot 0,99}{1,55 \cdot 1,265} = 297,90 \text{ МПа}$$

Расчётная толщина стенки трубопровода по нагрузке – внутреннему рабочему давлению в трубопроводе:

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

$$\delta = \frac{1,1 \cdot 9,8 \cdot 1420}{2(1,1 \cdot 9,8 + 297,90)} = 24,80 \text{ мм}$$

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

где α , коэффициент линейного расширения в соответствии с СП 36.13330.2012,
 E , модуль упругости в соответствии с СП 36.13330.2012,

$$\sigma_{пр.N} = -1,2 \cdot 10^{-5} \cdot 2,06 \cdot 10^5 \cdot 40 + 0,3 \cdot \frac{1,1 \cdot 9,8 \cdot 1370,4}{2 \cdot 24,80} = -9,53 \text{ МПа}$$

					Обеспечение выполнения ремонтных работ на участке магистрального газопровода с применением технологии врезки под давлением		
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата			
Разраб.		Арзаев В.Ю			Лит.	Лист	Листов
Руковод		Гончаров Н.В.				30	98
Рук-ль ООП		Чухарева Н.В.			ТПУ Группа 2Б92		

Расчёт на прочность участка МГ «Сила Сибири»

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

$$\psi_1 = \sqrt{1 - 0,75 \cdot \left(\frac{9,53}{590}\right)^2} - 0,5 \cdot \frac{9,53}{590} = 0,99$$

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

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

$$\Delta t_{(+)} = \frac{\mu \cdot R_1}{\alpha \cdot E} \quad (3.6)$$

$$\Delta t_{(+)} = \frac{0,3 \cdot 297,90 \cdot 10^6}{1,2 \cdot 10^{-5} \cdot 2,06 \cdot 10^5 \cdot 10^6} = 36,15 \text{ град}$$

$$\Delta t_{(-)} = \frac{(1 - \mu) \cdot R_1}{\alpha \cdot E} \quad (3.7)$$

$$\Delta t_{(-)} = \frac{(1 - 0,3) \cdot 297,90 \cdot 10^6}{1,2 \cdot 10^{-5} \cdot 2,06 \cdot 10^5 \cdot 10^6} = 84,36 \text{ град}$$

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

Произведём расчёт стенки трубы:

$$\delta = \frac{1,1 \cdot 9,8 \cdot 1420}{2 \cdot (0,99 \cdot 297,90 + 1,1 \cdot 9,8)} = 25,04 \text{ мм}$$

Принимаем толщину стенки 26 мм, согласно ТУ 24.20.21-1573-05757848-2016.

3.2 Прочностной расчёт на недопустимые пластические деформации и осевые напряжения

Проверяем газопровод на прочность по осевым напряжениям по условию:

$$|\sigma_{пр.N}| \leq \psi_2 R_1 \quad (3.8)$$

где $\sigma_{пр.N}$ - продольные осевые напряжения;

ψ_2 - коэффициент, учитывающий двухосное напряжённое состояние металла труб;

R_1 - расчетное сопротивление растяжению-сжатию металла труб;

Определим внутренний диаметр трубопровода, исходя из принятой толщины стенки:

$$D_{вн} = D_H - 2 \cdot \delta \quad (3.9)$$

$$D_{вн} = 1420 - 2 \cdot 26 = 1368 \text{ мм};$$

где δ_H - номинальная толщина стенки трубы.

Кольцевые напряжения от расчётного внутреннего давления:

					Расчёт на прочность участка МГ «Сила Сибири»	Лист
						31
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

$$\sigma_{\text{кц}} = \frac{np_{\text{доп}} D_{\text{вн}}}{2\delta_{\text{н}}} \quad (3.10)$$

$p_{\text{доп}}$ - максимально допустимое рабочее давление на участке газопровода;

$D_{\text{вн}}$ - внутренний диаметр газопровода;

$\delta_{\text{н}}$ - номинальная толщина стенки трубы;

$$\sigma_{\text{кц}} = \frac{1,1 \cdot 9,8 \cdot 1368}{2 \cdot 26} = 283,60 \text{ МПа}$$

Находим коэффициент, учитывающий двухосное напряжённое состояние металла труб, по формуле:

$$\psi_2 = \sqrt{1 - 0,75 \left(\frac{|\sigma_{\text{кц}}|}{R_1} \right)^2} - 0,5 \frac{|\sigma_{\text{кц}}|}{R_1} \quad (3.11)$$

где $\sigma_{\text{кц}}$ - кольцевые напряжения от расчётного внутреннего давления;

R_1 - расчетное сопротивление растяжению (сжатию) металла труб;

$$\psi_2 = \sqrt{1 - 0,75 \left(\frac{|283,60|}{297,9} \right)^2} - 0,5 \frac{|283,60|}{297,9} = 0,090$$

$$|-9,53| \leq 0,09 \cdot 297,9$$

$$9,53 \leq 26,811$$

Условие прочности газопровода выполняется.

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

$$|\sigma_{\text{пр}}^{\text{н}}| \leq \psi_2 \frac{m}{0,9k_{\text{н}}} R_2^{\text{н}} \quad (3.12)$$

$$\sigma_{\text{кц}}^{\text{н}} \leq \frac{m}{0,9k_{\text{н}}} R_2^{\text{н}} \quad (3.13)$$

где $\sigma_{\text{пр}}^{\text{н}}$ - максимальные (фибровые) суммарные продольные напряжения в трубопроводе от нормативных нагрузок и воздействий, МПа;

$R_2^{\text{н}}$ - предел текучести стали 10Г2ФБЮ;

Кольцевые напряжения от действия нормативной нагрузки – внутреннего давления:

$$\sigma_{\text{кц}}^{\text{н}} = \frac{p_{\text{доп}} D_{\text{вн}}}{2\delta_{\text{н}}} \quad (3.14)$$

$$\sigma_{\text{кц}}^{\text{н}} = \frac{9,8 \cdot 1368}{2 \cdot 26} = 257,82 \text{ МПа}$$

Коэффициент, учитывающий двухосное напряжённое состояние металла труб:

$$\psi_2 = \sqrt{1 - 0,75 \left(\frac{\sigma_{\text{кц}}^{\text{н}}}{\frac{m}{0,9k_{\text{н}}} R_2^{\text{н}}} \right)^2} - 0,5 \frac{\sigma_{\text{кц}}^{\text{н}}}{\frac{m}{0,9k_{\text{н}}} R_2^{\text{н}}} \quad (3.15)$$

					Расчёт на прочность участка МГ «Сила Сибири»	Лист
						32
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

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

$$\psi_2 = \sqrt{1 - 0,75 \left(\frac{257,82}{0,99} \right)^2 - 0,5 \frac{257,82}{0,9 \cdot 1,265 \cdot 460}} = 0,507$$

$$257,82 \leq \frac{0,99}{0,9 \cdot 1,265} \cdot 460$$

$257,82 \leq 400$ – условие выполняется

Условие недопустимости пластических деформаций выполняется.

Находим максимальные (фибровые) суммарные продольные напряжения в трубопроводе от нормативных нагрузок и воздействий по формуле:

Для положительного температурного перепада $\Delta t = 36,15^{\circ}\text{C}$:

$$\sigma_{пр}^H = \mu \sigma_{кц}^H - \alpha E \Delta t + \frac{E D_H}{2R} \quad (3.16)$$

где $R = 1400$ м – минимальный допустимый радиус упругого изгиба СП 34-112-97.

$$\sigma_{пр}^H = 0,3 \cdot 257,82 - 1,2 \cdot 10^{-5} \cdot 2,06 \cdot 10^5 \cdot 36,15 - \frac{2,06 \cdot 10^5 \cdot 1,42}{2 \cdot 1400} = -116,49 \text{ МПа}$$

Для отрицательного температурного перепада $\Delta t = 84,36^{\circ}\text{C}$:

$$\sigma_{пр}^H = \mu \sigma_{кц}^H - \alpha E \Delta t + \frac{E D_H}{2R} \quad (3.17)$$

$$\sigma_{пр}^H = 0,3 \cdot 257,82 - 1,2 \cdot 10^{-5} \cdot 2,06 \cdot 10^5 \cdot 84,36 + \frac{2,06 \cdot 10^5 \cdot 1,42}{2 \cdot 1400} = -26,72 \text{ МПа}$$

Для положительного температурного перепада:

$$|-116,49| \leq 0,507 \cdot \frac{0,99}{0,9 \cdot 1,265} \cdot 460$$

$$116,49 \leq 202,8$$

Условие недопустимости пластических деформаций при положительном перепаде температуры выполняется.

Для отрицательного температурного перепада:

$$|-26,72| \leq 0,507 \cdot \frac{0,99}{0,9 \cdot 1,265} \cdot 460$$

$$26,72 \leq 202,8$$

Условие недопустимости пластических деформаций при отрицательном перепаде температуры выполняется.

Заключение по пункту

По результатам расчётов газопровод, с параметрами: диаметром номинальным 1420 мм, толщиной стенки 26 мм, с рабочим давлением 9,8 МПа и состоящим из металла 10Г2ФБЮ, соответствуем всем условиям прочности.

					Расчёт на прочность участка МГ «Сила Сибири»	Лист
						33
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

4. Выбор и обоснование метода ремонта дефектного участка МГ «Сила Сибири»

4.1 Обзор методов проведения ремонта МГ

Работы, направленные на восстановление технических и эксплуатационных параметров объектов транспорта газа, связаны с восстановлением или заменой отдельных узлов, конструкций, оборудования, относится к перечню работ, производимых при капитальном ремонте.

Планирование капитального ремонта ЛЧ МГ начинается с описания объёма, метода и вида работ, ресурсов, необходимых для проведения работ, а также расчётную планируемую стоимость проведения работ. Вывод участка газопровода в ремонт осуществляется после анализа прочности и устойчивости прилегающего участка газопровода, остающегося в работе, с учётом запланированных изменений конструктивной схемы газопровода в процессе вывода в ремонт и проведения ремонтных работ.

Капитальный ремонт может выполняться в двух исполнениях: при выводе участка из эксплуатации и с понижением давления до установленного соответствующей нормативно-технической документацией.

Существует 3 метода капитального ремонта, описанного в СТО Газпром 2-2.3-231-2008 [9]:

1. Ремонт газопровода методом сплошной переизоляции, который может осуществляться, как в траншее, так и с подъёмом на берму траншеи.
2. Замена участка газопровода на участок из новых труб с демонтажем старого;
3. Выборочный ремонт локальных участков газопровода по данным диагностики.

Работы по капремонту методом полной переизоляции включают следующие этапы [9]. Сначала уточняется ось газопровода путем удаления плодородного слоя почвы и размещения его временно. Затем происходит вскрытие газопровода и удаляется старая изоляция. Далее происходит отбраковка труб: идентификация дефектов труб и сварных соединений с принятием решения о ремонте или замене. Следующей операцией является подготовка поверхности участка газопровода для нанесения нового изоляционного покрытия. Затем осуществляется полная переизоляция. Итоговым шагом становится укладка газопровода на дно траншеи и его засыпка, восстановление средств ЭХЗ, знаков крепления трассы и рекультивация плодородного слоя почвы.

Производство капитального ремонта по 2 методу – замена участка газопровода на участок из новых труб, происходит аналогично строительству нового газопровода.

					<i>Обеспечение выполнения ремонтных работ на участке магистрального газопровода с применением технологии врезки под давлением</i>			
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>				
<i>Разраб.</i>		Арзаев В.Ю.			Выбор и обоснование метода ремонта дефектного участка МГ «Сила Сибири»	<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Руковод.</i>		Гончаров Н.В.					34	98
<i>Консульт.</i>						ТПУ Группа 2Б92		
<i>Н. Контр.</i>		Чухарева Н.В.						

Работы при параллельной прокладке участка осуществляется в два этапа:

– на первом этапе новый участок газопровода прокладывается параллельно действующему;

– на втором этапе новый участок подключается к действующему газопроводу;

При этом работы по подключению нового участка могут выполняться в двух вариантах [9]:

– при невозможности остановки работы участка газопровода подключение осуществляется с применением технологии врезки под давлением в действующий газопровод в соответствии с СТО Газпром 2-2.3-116;

– отключается участок газопровода, и после освобождения газа новый участок подключается к действующей системе.

Выборочный капитальный ремонт выполняется в соответствии с ВСН 39-1.10-006-2000 [10] и СТО Газпром 2-2.3-116[11].

Возможен выборочный ремонт с заменой изоляционного покрытия, с заменной изоляционного покрытия и восстановления несущей способности стенки трубы, а также с заменой труб [10].

Выборочный ремонт газопроводов с заменой дефектных участков труб, ТПА, СДТ без прекращения транспорта газа производят с врезкой временного байпаса, либо вновь построенного участка газопровода (лупинга), и перекрытием полости газопровода по концам ремонтируемого участка и тому подобное [11].

Выборочный ремонт газопроводов с применением врезки под давлением выполняют по следующим этапам:

– подготовка и монтаж байпаса, либо вновь построенного участка газопровода (лупинга);

– врезка и включение в работу байпаса, либо вновь построенного участка газопровода (лупинга);

– врезка под запорные устройства и монтаж запорных устройств Стопл и перекрытие полости газопровода;

– ремонт участка газопровода (ремонт или замена дефектной трубы, ТПА, СДТ, демонтаж замененного участка газопровода);

– демонтаж запорных устройств, байпаса;

– монтаж пробок герметизирующих, демонтаж плоских задвижек, монтаж глухих фланцев.

					<i>Выбор и обоснование метода ремонта дефектного участка МГ «Сила Сибири»</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		35

4.2 Исходные данные для обоснования метода проведения ремонта

Для проведения расчёта для обоснования метода проведения ремонта используются данные, представленные в таблице 4.1. Расчёт производится согласно [12].

Таблица 4.1 – Исходные данные

Категория участка	р, МПа	Марка стали	а, мм	б, мм	д, % от δ
III	9,8	10Г2ФБЮ	792	524	69,4

Значение толщины стенки трубы (δ) и расчетное значение толщины стенки (δ_p) в соответствии с расчетными работами приведёнными ранее примем 26 мм и 25,04 мм соответственно.

Глубину дефекта рассчитывается по следующей формуле:

$$d_{r1} = \delta \cdot d_1 \quad (4.1)$$

$$d_{r1} = 26 \cdot 0,694 = 18,04 \text{ мм}$$

Принимаем значение глубины, равное 18,04 мм.

4.3 Оценка возможности ремонта контролируемой шлифовкой

Для определения возможности ремонта контролируемой шлифовкой определяют допустимую глубину сошлифованной зоны. В соответствии со следующими условиями:

$$\begin{cases} d_{ш} \leq [d] \\ d_{ш} \cdot W_{ш} \leq 3,14 \cdot D_H \cdot [\delta - 0,9 \cdot \delta_p] \end{cases} \quad (4.2)$$

где $d_{ш}$ и $W_{ш} = d_1 + h + d_2$ – глубина и ширина сошлифованной зоны, мм;

δ – измеренная толщина стенки трубы вне зоны дефекта, мм;

$[d]$ – предельно допустимое значение глубины сошлифованной зоны, мм.

Для поверхностных дефектов, ширина которых не превышает наружный диаметр трубы D_H , предельно допустимое значение глубины сошлифованной зоны $[d]$ вычисляют по формуле (4.3):

$$[d] = \min(d_1, d_2); \quad (4.3)$$

где $\min(d_1, d_2)$ – минимальное из значений d_1 и d_2 .

Допустимую глубину сошлифованной зоны d_1 вычисляют по формулам:

$$d_1 = \frac{(a - 1) \cdot Q}{a - Q} \cdot \delta \quad (4.4)$$

$$a = \frac{K \cdot p \cdot (D_H - \delta)}{2\delta \cdot \sigma_B} \quad (4.5)$$

$$K = \frac{0,9 \cdot \gamma \cdot n \cdot k_1 \cdot k_H}{m} \quad (4.6)$$

$$\gamma = 1 - \frac{n \cdot k_1 \cdot k_H \cdot p}{m \cdot \sigma_B} \quad (4.7)$$

					Выбор и обоснование метода ремонта дефектного участка МГ «Сила Сибири»	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		36

$$Q = \sqrt{1 + 0,31 \cdot L_*^2} \quad (4.8)$$

$$L_* = \frac{L_p}{\sqrt{D_H \cdot \delta}} \quad (4.9)$$

где p – рабочее давление на линейном участке магистрального газопровода, МПа;

σ_B – временное сопротивление материала, МПа;

L_* – приведенная длина дефекта;

L_p – расчетная длина дефекта, мм.

Отсюда:

$$L_p = 792 \text{ мм}$$

$$L_* = \frac{792}{\sqrt{1420 \cdot 26}} = 4,12$$

$$\gamma = 1 - \frac{1,1 \cdot 1,55 \cdot 1,265 \cdot 9,8}{0,99 \cdot 590} = 0,964$$

$$K = \frac{0,9 \cdot 0,964 \cdot 1,265 \cdot 1,55 \cdot 1,1}{0,99} = 1,89$$

$$Q = \sqrt{1 + 0,31 \cdot 4,12^2} = 2,50$$

$$\alpha = \frac{1,89 \cdot 9,8 \cdot (1420 - 26)}{2 \cdot 26 \cdot 590} = 0,842$$

$$d = \frac{(0,842 - 1) \cdot 2,50}{0,842 - 2,50} \cdot 26 = 6,19 \text{ мм}$$

Допустимую глубину сошлифованной зоны d_2 вычисляют по формуле:

$$d_2 = \delta - \delta_p + [\varepsilon_{шy}] \cdot \delta_p \quad (4.10)$$

$[\varepsilon_{шy}]$ – предельная допустимая относительная глубина сошлифованной зоны.

$$d_2 = 26 - 25,04 + 0,5 \cdot 25,04 = 13,48 \text{ мм}$$

$$[d] = 6,19 \text{ мм}$$

$$d_{ш} = 0,694 \cdot 26 + 0,2 = 18,24$$

$$W_{ш} = 524 \text{ мм}$$

Проверка условия:

$$\begin{cases} 18,04 \leq 6,19 \\ 18,24 \cdot 524 \leq 3,14 \cdot 1420 \cdot (26 - 0,9 \cdot 25,04) \\ 18,04 \leq 6,29 - \text{условие не выполняется} \\ 9557,76 \leq 15445 - \text{условие выполняется} \end{cases}$$

Подставив значения размеров сошлифованной зоны в условия 1 и 2, можно сделать вывод, что ремонт шлифовкой невозможен, следовательно необходимо осуществить проверку ремонта муфтой.

					<i>Выбор и обоснование метода ремонта дефектного участка МГ «Сила Сибири»</i>	<i>Лист</i>
						37
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		

4.4 Оценка возможности ремонта муфтой

В случае невозможности проведения ремонта шлифовкой, осуществляется проверка ремонта муфтой, в данном случае рассматриваются относительную глубину и длину зоны шлифовки, в соответствии с этим проверяются следующие условия:

$$\begin{cases} d_m \leq [d] \\ L_p \leq [L_M] \\ d_m \cdot W_M \leq 3,14 \cdot D_H \cdot [\delta - 0,9 \cdot \delta_p] \end{cases} \quad (4.11)$$

$[L_M]$ – допускаемая длина сошлифованной зоны при ремонте трубы муфтой, мм.

Для поверхностных дефектов, ширина которых не превышает наружный диаметр трубы D_H , предельно допустимое значение глубины сошлифованной зоны $[d]$ вычисляют по формуле:

$$[d] = \min(d_1, d_2) \quad (4.12)$$

Допустимую глубину сошлифованной зоны d_1 вычисляют по формулам:

$$d_1 = \frac{(a - 1) \cdot Q}{a - Q} \cdot \delta \quad (4.13)$$

$$a = \frac{K \cdot p \cdot (D_H - \delta)}{2\delta \cdot \sigma_B} \cdot \left(1 - \frac{\Delta p}{100}\right) \quad (4.14)$$

$$K = \frac{0,9 \cdot \gamma \cdot n \cdot k_1 \cdot k_H}{m} \quad (4.15)$$

$$\gamma = 1 - \frac{n \cdot k_1 \cdot k_H \cdot p}{m \cdot \sigma_B} \cdot \left(1 - \frac{\Delta p}{100}\right) \quad (4.16)$$

$$Q = \sqrt{1 + 0,31 \cdot L_*^2} \quad (4.17)$$

$$L_* = \frac{L_p}{\sqrt{D_H \cdot \delta}} \quad (4.18)$$

где $\Delta p = 30\%$ – нагрузка, воспринимаемая муфтой;

Отсюда:

$$L_* = \frac{792}{\sqrt{1420 \cdot 26}} = 4,12$$

$$\gamma_M = 1 - \frac{1,265 \cdot 1,55 \cdot 1,1 \cdot 9,8}{0,99 \cdot 590} \cdot (1 - 0,3) = 0,975$$

$$K_M = \frac{0,9 \cdot 0,975 \cdot 1,265 \cdot 1,55 \cdot 1,1}{0,99} = 1,91$$

$$Q_M = \sqrt{1 + 0,31 \cdot 4,12^2} = 2,50$$

$$\alpha_M = \frac{1,91 \cdot 9,8 \cdot (1420 - 26)}{2 \cdot 26 \cdot 590} \cdot (1 - 0,3) = 0,595$$

$$d_1 = \frac{(0,595 - 1) \cdot 2,50}{0,595 - 2,50} \cdot 26 = 13,82 \text{ мм}$$

					Выбор и обоснование метода ремонта дефектного участка МГ «Сила Сибири»	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		38

$$[d] = 13,82 \text{ мм}$$

$$d_2 = 26 - (1 - 0,7) \cdot 25,04 \cdot (1 - 0,3) = 20,74 \text{ мм}$$

Проверка условий:

$$\begin{cases} 18,04 \leq 13,82 \\ 18,04 \cdot 524 \leq 3,14 \cdot 1420 \cdot (26 - 0,9 \cdot 25,04) \\ 792 \leq 10500 \end{cases}$$

$$\begin{cases} 18,04 \leq 13,94 - \text{условие не выполняется} \\ 9452,96 \leq 15445 - \text{условие выполняется} \\ 1300 \leq 10500 - \text{условие выполняется} \end{cases}$$

При подстановке вычисленных значений в условия можно заключить, что ремонт муфтой невозможен. Это означает, что необходимо оценить возможность ремонта заменой катушки.

4.5 Оценка возможности ремонта заменой катушки

При невозможности проведения ремонта шлифовкой и муфтой, следует оценить возможность ремонта заменой катушки.

При значительной трудоемкости шлифовальных работ может быть назначен ремонт заменой трубы, если выполняется условие:

$$V_d > V_t \quad (4.20)$$

где V_d – объем сошлифованного металла с учетом типа дефекта, мм^3 ;

V_t – объем сошлифованного металла, при котором труба может быть заменена, мм^3 .

Объем сошлифованного металла с учетом типа дефекта V_d , мм^3 , вычисляют по формуле:

$$V_d = \sum (k \cdot L \cdot W \cdot d); \quad (4.21)$$

где k – коэффициент, принимаемый в зависимости от типа дефекта;

Суммирование ведется по всем дефектам на трубе.

Объем сошлифованного металла, при котором труба может быть заменена, V_t , мм^3 , вычисляют по формуле:

$$V_t = k_{\text{ш}} \cdot L_{\text{тр}} \cdot D_{\text{н}} \cdot \delta \quad (4.22)$$

где $L_{\text{тр}}$ – длина трубы, мм;

$k_{\text{ш}}$ – коэффициент, равный 0,002 при выборочном ремонте участка газопровода и 0,0014 при ремонте методом сплошной переизоляции.

$$V_d = 0,3 \cdot 792 \cdot 524 \cdot 18,04 = 2246023 \text{ мм}^3$$

$$V_t = 0,002 \cdot 10500 \cdot 1420 \cdot 26 = 775320 \text{ мм}^3$$

$$2246023 > 775320 - \text{условие выполняется}$$

Так как условие выполняется, то назначается ремонт заменой катушки.

					<i>Выбор и обоснование метода ремонта дефектного участка МГ «Сила Сибири»</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		39

4.6 Обоснование проведения ремонта методом врезки под давлением

Согласно руководящему документу, ремонт методом заменой катушки возможно в двух видах: с остановкой перекачиваемой среды и без остановки с применением технологии врезки под давлением.

В связи с отсутствием методики позволяющей точно определить каким из, указанных методов выше, воспользоваться необходимо сравнить порядок проведения работ и оценить их относительную эффективность.

Порядок выполняемых работ при проведении ремонта с остановкой перекачиваемой среды:

- 1) Подготовительные работы;
- 2) Основные работы;
- 3) Завершающие работы.

Порядок, выполняемый при ремонте без остановки аналогичен, за исключением, что в основные работы включается врезка временного байпаса и перекрытие полости газопровода, взамен вывода участка газопровода, производимый на этапе подготовительных работ.

В случае с ЛЧ МГ «Чаянда – Ленск», газопровод выполнен в одноконтурном исполнении, в следствии этого вывод участка газопровода из эксплуатации означает полную остановку перекачиваемой среды, что несомненно несёт экономический эффект на всю газотранспортную сеть «Сила Сибири».

Экономическая эффективность применения технологии врезки под давлением будет определяться в виде средних суммарных затрат:

$$\mathcal{E}_3 = \mathcal{Z}_{\text{нед.г.}} + \mathcal{Z}_{\text{с.г.}} + \mathcal{Z}_{\text{п.г.}} \quad (4.23)$$

где \mathcal{E}_3 – экономическая эффективность применения технологии ремонта газопровода без остановки перекачки;

$\mathcal{Z}_{\text{нед.г.}}$ – затраты на недопоставку газа;

$\mathcal{Z}_{\text{с.г.}}$ – затраты на опорожненный газ в атмосферу;

$\mathcal{Z}_{\text{п.г.}}$ – затраты на продувку газа;

Затраты от недопоставки газа потребителю определяются по формуле:

$$\mathcal{Z}_{\text{нед.г.}} = C \cdot q \cdot t \quad (4.24)$$

$$\mathcal{Z}_{\text{нед.г.}} = 20,72 \cdot 17198,9 \cdot 10^3 \cdot 3 = 1069083 \text{ тыс. руб}$$

где C - стоимость поставляемого газа в КНР, м³/руб.;

q - объем недопоставленного газа;

t - время простоя трубопровода;

					<i>Выбор и обоснование метода ремонта дефектного участка МГ «Сила Сибири»</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		40

Стоимость поставляемого газа в КНР определяется по формуле:

$$C = \frac{C_{\text{опл}} \cdot n_{\text{курс}}}{V_{\text{пост}}} \quad (4.25)$$

$$C = \frac{3,98 \cdot 10^9 \cdot 80,69}{15,5 \cdot 10^9} = 20,72 \text{ руб./м}^3$$

где $C_{\text{опл}} = 3,98$ млрд \$ - стоимость поставок российского газа в КНР за 2022 год, согласно информационному portalу «ТАСС» [19], (3,98 млрд \$);

$V_{\text{пост}}$ – объём поставок газа за 2022 год [20], (15,5 млрд м³);

$n_{\text{курс}}$ - курс рубля к доллару, (80,69 руб/\$).

Объём недопоставленного газа рассчитывают по формуле:

$$q = \sqrt{\frac{p_{\text{н}}^2 - p_{\text{к}}^2}{L \cdot z}} \quad (4.26)$$

$$q = \sqrt{\frac{(9,8 \cdot 10^6)^2 - (9,5 \cdot 10^6)^2}{20 \cdot 10^3 \cdot 0,9787}} = 17198,9 \text{ тыс м}^3$$

где $p_{\text{н}} = 9,8$ МПа - начальное давление газа на расчетном участке;

$p_{\text{к}} = 9,5$ МПа - конечное давление газа на расчетном участке;

$L = 20$ км - длина участка между крановыми узлами;

$z = 0,9787$ - коэффициент сжимаемости газа;

Затраты от стравливания газа в атмосферу определяются:

$$З_{\text{с.г.}} = C \cdot V \quad (4.27)$$

$$З_{\text{п.г.}} = 20,72 \cdot 281397 = 5830,5 \text{ тыс. руб}$$

Объём стравленного газа рассчитывают по формуле:

$$V = \frac{\pi \cdot D^2 \cdot L}{4} \cdot p_{\text{ср}} \cdot \frac{293}{T_{\text{ср}} \cdot z \cdot 1,033} \quad (4.28)$$

$$V = \frac{3,14 \cdot 1,42^2 \cdot 20 \cdot 10^3}{4} \cdot 9,6 \cdot \frac{293}{313 \cdot 0,9787 \cdot 1,033} = 281397 \text{ м}^3$$

где $D = 1,42$ м - диаметр газопровода;

$L = 20$ км - длина стравленного газопровода;

$p_{\text{ср}} = 9,65$ МПа - среднее давление в газопроводе;

$T_{\text{ср}} = 313$ К - средняя температура стравливаемого газа;

$z = 0,9787$ - коэффициент сжимаемости газа;

Затраты на продувку газопровода определяются:

$$З_{\text{п.г.}} = C \cdot V \quad (4.29)$$

$$З_{\text{п.г.}} = 20,72 \cdot 28687,9 = 594,4 \text{ тыс. руб}$$

					<i>Выбор и обоснование метода ремонта дефектного участка МГ «Сила Сибири»</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		41

где $V = 28687,9 \text{ м}^3$ - объем продуваемого газа в атмосферу;

Объем продуваемого газа рассчитывают по формуле:

$$V = \frac{\pi \cdot D^2}{4} \cdot L \cdot \frac{293}{T_{\text{ср}} \cdot 1,033} \quad (4.30)$$

$$V = \frac{3,14 \cdot 1,42^2}{4} \cdot 20 \cdot 10^3 \cdot \frac{293}{313 \cdot 1,033} = 28687,9 \text{ м}^3$$

Экономическая эффективность будет определяться в виде средних суммарных затрат:

$$\mathcal{E}_3 = 1069083 + 5830,5 + 594,4 = 1075507,9 \text{ тыс. руб}$$

Таким образом, применение технологии проведения ремонта без остановки перекачки природного газа свидетельствуют об актуальности применения данного метода, что подтверждено расчетом, который показывает финансовую эффективность использования метода.

					<i>Выбор и обоснование метода ремонта дефектного участка МГ «Сила Сибири»</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		42

5. Прочностной расчёт и анализ НДС временного байпаса

5.1 Прочной расчёт временного байпаса и допустимого давления при проведении работ врезки под давлением

Прочностной расчёт байпаса осуществляется аналогично расчёту участка газопровода, данные, принимаемые по СП.36.13330.2012 аналогичны предыдущему расчёту в пункте 3. Формулы, используемые в расчёте, соответствуют пункту 3. В расчёте присутствует определение толщины стенки байпаса, прочностной расчёт на недопустимые пластические деформации и осевые напряжения.

1) Расчёт толщины стенки байпаса

Исходные данные представлены в таблице 5.1.

Таблица 5.1 - Исходные данные

Показатель	Значение
Наружный диаметр трубы нефтепровода D_n , мм	720
Марка стали трубы	K60 (10Г2ФБЮ)
Категория участка	III
Внутреннее давление P , МПа	8,9

$$R_1 = \frac{590 \cdot 0,99}{1,55 \cdot 1,265} = 297,90 \text{ МПа}$$

$$\delta = \frac{1,1 \cdot 8,9 \cdot 720}{2(1,1 \cdot 8,9 + 297,90)} = 11,45 \text{ мм}$$

$$\sigma_{\text{пр.Н}} = -1,2 \cdot 10^{-5} \cdot 2,06 \cdot 10^5 \cdot 40 + 0,3 \cdot \frac{1,1 \cdot 8,9 \cdot 697,1}{2 \cdot 11,45} = -9,47 \text{ МПа}$$

$$\psi_1 = \sqrt{1 - 0,75 \cdot \left(\frac{9,47}{590}\right)^2} - 0,5 \cdot \frac{9,47}{590} = 0,99$$

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

$$\Delta t_{(+)} = \frac{0,3 \cdot 297,90 \cdot 10^6}{1,2 \cdot 10^{-5} \cdot 2,06 \cdot 10^5 \cdot 10^6} = 36,15 \text{ град}$$

$$\Delta t_{(-)} = \frac{(1 - 0,3) \cdot 297,90 \cdot 10^6}{1,2 \cdot 10^{-5} \cdot 2,06 \cdot 10^5 \cdot 10^6} = 84,36 \text{ град}$$

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

Произведём расчёт стенки трубы:

					Обеспечение выполнения ремонтных работ на участке магистрального газопровода с применением технологии врезки под давлением			
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата				
Разраб.	Арзаев В.Ю.				Прочностной расчёт и анализ НДС временного байпаса	Лит.	Лист	Листов
Руковод.	Гончаров Н.В.						43	98
Консульт.						ТПУ Группа 2Б92		
Рук-ль ООП	Чухарева Н.В.							

$$\delta = \frac{1,1 \cdot 8,9 \cdot 720}{2 \cdot (0,99 \cdot 297,90 + 1,1 \cdot 9,8)} = 11,52 \text{ мм}$$

Принимаем толщину стенки 12 мм.

Прочностной расчёт на недопустимые пластические деформации и осевые напряжения

Проверяем газопровод на прочность по условию (3.8).

Определим внутренний диаметр трубопровода, исходя из принятой толщины стенки:

$$D_{\text{вн}} = 720 - 2 \cdot 12 = 696 \text{ мм};$$

Кольцевые напряжения от расчётного внутреннего давления рассчитываем по формуле (2.10):

$$\sigma_{\text{кц}} = \frac{1,1 \cdot 8,9 \cdot 696}{2 \cdot 12} = 283,91 \text{ МПа}$$

Находим коэффициент, учитывающий двухосное напряжённое состояние металла труб, по формуле (2.11):

$$\psi_2 = \sqrt{1 - 0,75 \left(\frac{|283,91|}{297,9} \right)^2} - 0,5 \frac{|283,91|}{297,9} = 0,088$$

$$|-9,47| \leq 0,088 \cdot 297,9$$

$$9,47 \leq 26,22$$

Условие прочности газопровода выполняется.

Для предотвращения недопустимых пластических деформаций подземных и наземных (в насыпи) трубопроводов произведём проверку согласно условиям (3.12) и (3.13).

Для проверки по деформациям находим сначала определить кольцевые напряжения от действия нормативной нагрузки – внутреннего давления по формуле (3.14):

$$\sigma_{\text{кц}}^{\text{н}} = \frac{8,9 \cdot 698}{2 \cdot 12} = 258,84 \text{ МПа}$$

Коэффициент, учитывающий двухосное напряжённое состояние металла труб, рассчитывается по формуле (2.15):

$$\psi_3 = \sqrt{1 - 0,75 \left(\frac{258,84}{\frac{0,99}{0,9 \cdot 1,265} \cdot 460} \right)^2} - 0,5 \frac{258,84}{\frac{0,99}{0,9 \cdot 1,265} \cdot 460} = 0,505$$

$$258,84 \leq \frac{0,99}{0,9 \cdot 1,265} \cdot 460$$

$$258,84 \leq 400 - \text{Условие выполняется}$$

Условие недопустимости пластических деформаций выполняется.

					<i>Прочностной расчёт и анализ НДС временного байпаса</i>	<i>Лист</i>
						44
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		

Находим максимальные (фибровые) суммарные продольные напряжения в трубопроводе от нормативных нагрузок и воздействий по формулам (3.16) и (3.17):

Для положительного температурного перепада $\Delta t = 36,15^{\circ}\text{C}$:

где $R = 700$ м – минимальный допустимый радиус упругого изгиба СП 34-112-97.

$$\sigma_{\text{пр}}^{\text{н}} = 0,3 \cdot 258,84 - 1,2 \cdot 10^{-5} \cdot 2,06 \cdot 10^5 \cdot 36,15 - \frac{2,06 \cdot 10^5 \cdot 0,72}{2 \cdot 700} = -117,65 \text{ МПа}$$

Для отрицательного температурного перепада $\Delta t = 84,36^{\circ}\text{C}$:

$$\sigma_{\text{пр}}^{\text{н}} = 0,3 \cdot 257,82 - 1,2 \cdot 10^{-5} \cdot 2,06 \cdot 10^5 \cdot 84,36 + \frac{2,06 \cdot 10^5 \cdot 0,72}{2 \cdot 700} = -25,25 \text{ МПа}$$

Для положительного температурного перепада:

$$|-117,65| \leq 0,505 \cdot \frac{0,99}{0,9 \cdot 1,265} \cdot 460$$

$$117,65 \leq 202$$

Условие недопустимости пластических деформаций при положительном перепаде температуры выполняется.

Для отрицательного температурного перепада:

$$|-25,25| \leq 0,505 \cdot \frac{0,99}{0,9 \cdot 1,265} \cdot 460$$

$$25,25 \leq 202$$

Условие недопустимости пластических деформаций при отрицательном перепаде температуры выполняется.

Максимально допустимое рабочее давление $P_{\text{доп}}$, на участке газопровода при проведении работ по сварке, врезке и перекрытию полости трубы, вычисляют по формуле:

$$p_{\text{доп}} = k_1 \frac{\delta - c}{\delta_{\text{н}}} p_y \quad (5.1)$$

где $\delta = 26$ мм, фактическая толщина стенки в местах врезки.

$$p_{\text{доп}} = 1 \cdot \frac{26 - 2,4}{26} \cdot 9,8 = 8,90 \text{ МПа};$$

5.2 Анализ НДС временного байпаса

Для проведения анализа напряжённо-деформированного состояния временного байпаса при проведении работ по выборочному капитальному ремонту с применением технологии врезки под давлением использовалось программное обеспечение Solid Works, расчёты которого решаются методом конечных элементов.

Начальным этапом является создание модели.

					Прочностной расчёт и анализ НДС временного байпаса	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		45

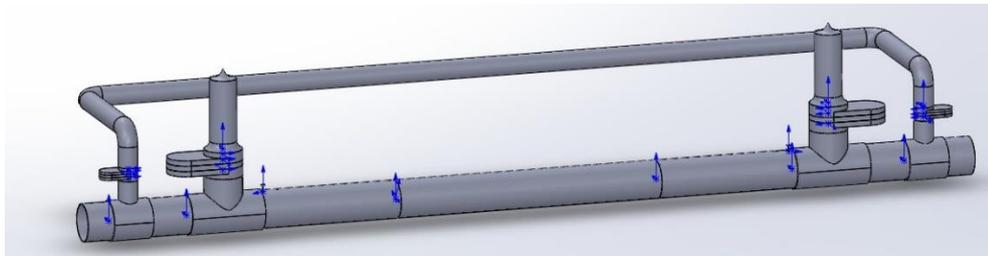


Рисунок 5.1 – Модель ремонтируемого участка с узлами врезки

При построении использовался материал 10Г2ФБЮ, класса прочности К60, его характеристики представлены на таблице в таблице 5.2.

Таблица 5.2 – Характеристики стали 10Г2ФБЮ

Наименование характеристики	10Г2ФБЮ
Предел текучести, МПа	460
Предел прочности, МПа	590
Модуль упругости, МПа	$2,06 \cdot 10^5$
Коэффициент Пуассона	0,3
Плотность стали, кг/м ³	7850

Результаты проведения анализа НДС временного байпаса представлены на рисунках 5.2 – 5.4 и таблице 5.2.

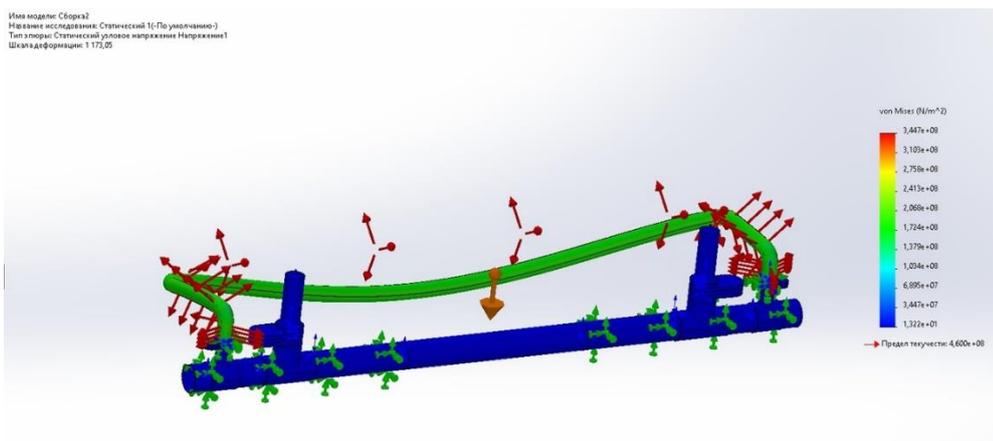


Рисунок 5.2 – Напряжение по Мизесу

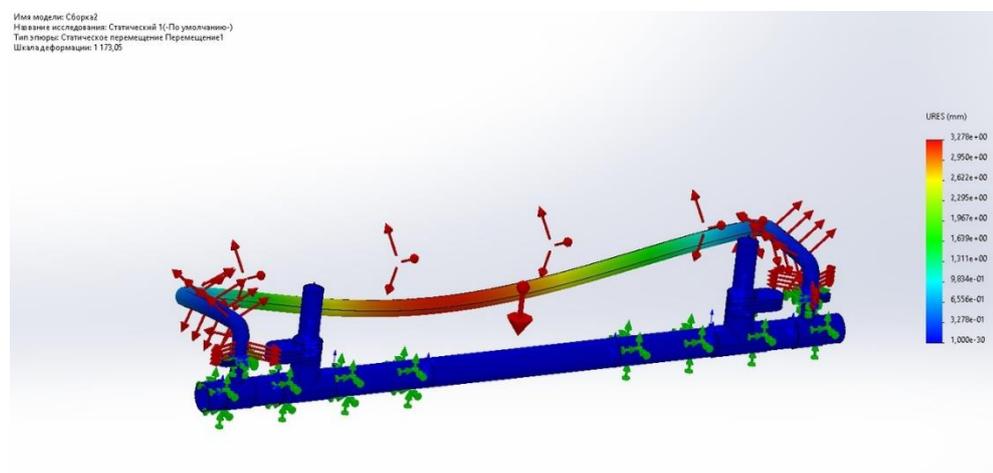


Рисунок 5.3 – Результирующее перемещение

Таблица 5.3 – Результаты исследования узла врезки

Критерий	Значение
Максимальное напряжение по Мизесу, МПа	347
Максимальное результирующее перемещение, мм	3,278
Минимальное распределение запаса прочности	1,33

Заключение по пункту

По результатам расчётов временный байпас, с параметрами: диаметром номинальным 720 мм, толщиной стенки 12 мм, с рабочим давлением 8,9 МПа и состоящим из металла 10Г2ФБЮ, соответствуем всем условиям прочности.

По результатам анализа НДС временного байпаса предел текучести не достигнут, следовательно байпас выдерживает данный режим работы.

					<i>Прочностной расчёт и анализ НДС временного байпаса</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		47

6. Разработка мероприятий по проведению ремонта врезкой под давлением

6.1 Состав работ на устранение дефекта

Состав работ на ремонт дефекта участка МГ включает три основных этапа: подготовительные работы, основные работы, заключительные работы.

При разработке технологической схемы капитального ремонта учитывались следующие основные факторы, оказывающие влияние на сроки и ресурсы ремонта:

- продолжительность капитального ремонта;
- период проведения работ;
- состояние транспортной инфраструктуры и объектов;
- объем и последовательность строительно-монтажных работ, включая подготовительные работы;
- организация условий жизни и труда строительных подразделений.

Для обеспечения правильной технологической последовательности и высокого качества ремонта газопроводов при производстве работ необходимо использовать специализированное оборудование, допущенное к применению в ПАО "Газпром".

До начала работ при разработке ППР разрабатывается план-график последовательности производства работ. Одновременно разрабатывается также порядок передвижения рабочих и строительной техники на месте капитального ремонта участков газопровода. Ленское ЛПУМГ назначает ответственное лицо за координацией работ по капитальному ремонту и надзору за безопасностью производства работ. Работы по капитальному ремонту осложнены следующими факторами производства работ:

- ограничение в применении строительной техники;
- простой строительной техники по причине подготовки участка газопровода к проведению капитального ремонта;
- увеличение доли ручного труда;
- использование материалов небольшими партиями.

6.2 Подготовительные работы

Подготовительные мероприятия начинаются с разработки ППР в соответствии со множеством факторов, учитываемых при проведении работ.

Подготовительные мероприятия на участке магистрального газопровода «Чаянда-Ленск» проводятся в следующей последовательности:

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	Обеспечение выполнения ремонтных работ на участке магистрального газопровода с применением технологии врезки под давлением		
Разраб.		Арзаев В.Ю.			Лит.	Лист	Листов
Руковод.		Гончаров Н.В.				48	98
Консульт					ТПУ Группа 2Б92		
Рук-ль ООП		Чухарева Н.В.					

- применяется вдоль трассовая очистка трассы от поросли, в следствии расположения газопровода в лесном массиве Якутии;
- проводятся работы по уточнению положения газопровода и пересекаемых коммуникаций, согласно [10];
- в следствии расположения газопровода от дорог, необходимо провести мероприятия по устройству вдольтрассовых проездов;
- обустройство временных площадок для складирования материалов, стоянки и заправки техники, применяемых при проведении работ;
- заключающий этап данных работ является обустройство связи.

6.3 Мероприятия по проведению земляных работ

При производстве и приемке земляных работ необходимо руководствоваться требованиями СП 36.13330.2012 [5], СНиП 12-04-2002 [16] и СТО Газпром 2-2.3-231-2008 [10].

Земляные работы при ремонте выполняются в строгом соответствии с требованиями ППР. Во время производства земляных работ на газопроводе давление не понижается [16]. Вскрытие пересекаемых газопроводом действующих коммуникаций, находящихся в эксплуатации сторонних организаций, производится в присутствии представителей этих организаций.

В случае пересечения трассой газопровода действующих подземных коммуникаций разработка грунта механизированным способом производится на расстоянии не ближе 2 м от боковой стенки и не менее 1 м над верхом коммуникаций. Оставшийся грунт дорабатывается вручную с принятием мер, исключающих возможность повреждения этих коммуникаций [10].

Вскрышные работы проводятся механическим способом (применяя экскаватор). Для предохранения тела трубы применяются защитные устройства и конструкции. Дополнительно накладывается ограничение для сохранения тела трубы – работы экскаватором проводятся не ближе 0,5 метров, так как проводятся на действующем участке газопровода, согласно [16].

Разработка траншеи производится в два этапа:

- первый этап – непосредственно вскрытие газопровода и разработка боковых траншей ниже нижней образующей трубопровода на глубину 1420 мм, равную диаметру ремонтируемого газопровода;
- второй этап – разработка грунта под газопроводом на глубину, обеспечивающую прохождение техники, но не менее 0,8 м – для газопроводов 1020-1420 мм.

					<i>Разработка мероприятий по проведению ремонта врезкой под давлением</i>	<i>Лист</i>
						49
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		

До начала земляных работ необходимо уточнить фактическое расположение газопровода. Земляные работы при ремонте участка газопровода выполняются в следующей последовательности:

- снятие плодородного слоя грунта;
- вскрытие демонтируемого подземного участка трубопровода;
- доработка траншеи до проектных отметок;
- обратная засыпка траншеи после укладки участка трубопровода;
- рекультивация земель.

Параметры котлована при врезке под давлением определяются по [REDACTED]

[REDACTED]

[REDACTED]

[REDACTED] Схема котлована указана на рисунке 6.1.

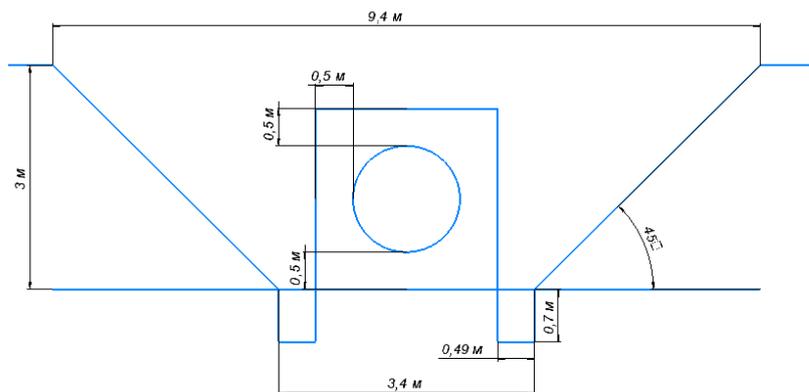


Рисунок 6.1 – Технологические параметры котлована

Для снятия верхнего слоя почвы используется бульдозер Четра Т35 [14], а при проведении вскрышных работ применяется экскаватор UMG E225C [17] и силы бригады для ручной доработки котлована.

6.4 Мероприятия по подготовке и проведению врезки под давлением

Работы по подготовке участка газопровода выполняются в соответствии с [9].

Основные работы по подготовке трубопровода к ремонту это снятие изоляции на местах приварки патрубков, вырезки технологических отверстий и врезки под давлением. А также просушка и очистка мест установки разрезных тройников, и предварительный подогрев поверхности трубы в месте монтажа [12].

[REDACTED]

[REDACTED]

[REDACTED]

[REDACTED]

В связи с этим принято решение проводить очистку от изоляции вручную, дабы сохранить имеющийся изоляционный слой, так как после проведения работ по ремонту участка газопровода заглушенные тройники остаются на трубопроводе, препятствуя работе машины для нанесения изоляции.

Работы по очистке, осушке и предварительному подогреву мест под монтаж и врезку поведятся с применением устройств: пескоструйный аппарат PST-200, установка для подогрева и осушки поверхности труб УИН 009, согласно реестру на оборудование ОАО «Газпром».

Замена дефектных участков труб, ТПА, СДТ без прекращения транспорта газа производится в соответствии с [11]. Согласно нормативно-технической документации существует 2 способа проведения работ: с врезкой временного байпаса или лупинга, а также перекрытием полости газопровода, по обе стороны от места проведения выборочного ремонта.

Выборочный ремонт газопровода начинается с подготовки и монтажа байпаса (лупинга), с последующим его врезкой и включением. Для перекрытия полости газопровода монтируют специальную запорную арматуру. В дальнейшем проводятся работы по ремонту участка газопровода. После проведения основных работ демонтируют временный байпас (лупинг) и запорные устройства, ставят заглушки на тройники, демонтируют плоские задвижки и устанавливают глухие фланцы.

В данной работе выбран метод работы, предусматривающий 4 разрезных тройника.

Байпас подсоединяют к вертикальным или горизонтальным ответвлениям тройников с помощью фланцевых соединений через запорные устройства, установленные на фланцах ответвлений тройников.

Устанавливается два отводных тройника типа III, IV, IVa для подсоединения байпаса и два равнопроходных тройника типа III, IV, IVa для установки запорных устройств. А также два перепускных патрубка для монтажа уравнивающей обвязки и стравливания газа. Под тройники установлены временные опоры для газопровода.

Тройники приваривают под давлением. Байпас подсоединяют перпендикулярно поверхности земли к ответвлениям тройников через задвижки. Подготовка временного байпаса осуществляется наземным способом. Трубы укладываются на опоры или подкладки с упорами на краю траншеи параллельно участку газопровода, подлежащему ремонту.

Используются трубы, соответствующие требованиям [15]. Сборка осуществляется в соответствии с [10] с применением центраторов. К обоим концам байпаса привариваются по одному отводу под углом 90 градусов в направлении врезки в газопровод. Возможно

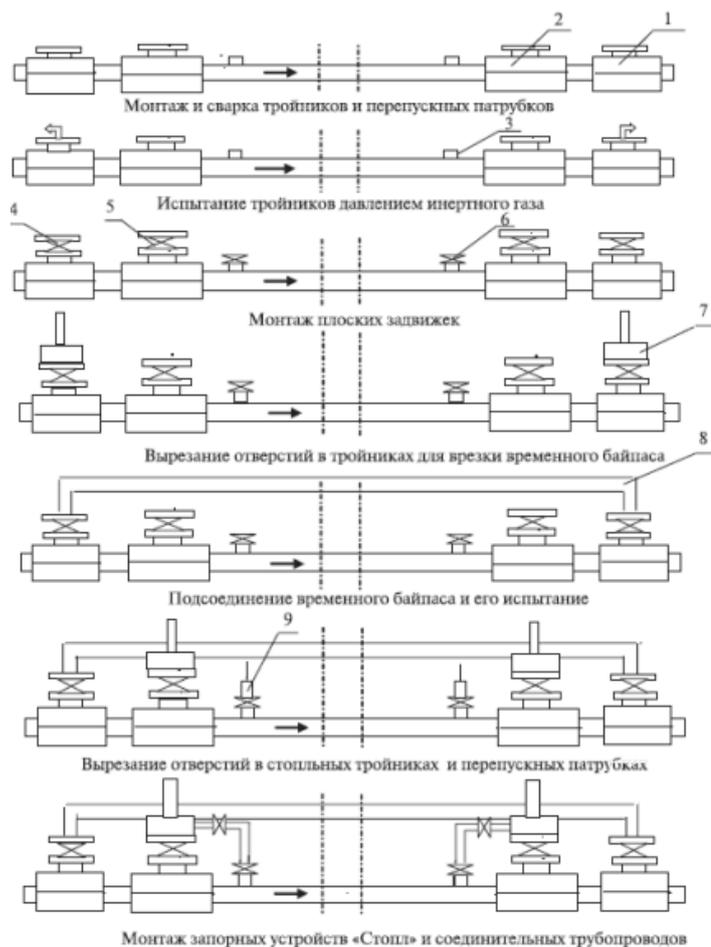
					<i>Разработка мероприятий по проведению ремонта врезкой под давлением</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		51

проектирование и изготовление готового временного байпаса из труб с фланцами, собираемые на трассе.

Контроль качества сварных швов производят в соответствии с требованиями [11].

Рекомендуемый диаметр временного байпаса и трубной обвязки выравнивания давления запорных устройств выбирают в соответствии с диаметром газопровода, при Ду1400 предусматриваются байпасы диаметром от 700 до 1000 мм.

Врезка временного байпаса и монтаж запорного устройства производят в следующем порядке, представленном на рисунке 6.2.



1 – разрезной тройник отводной с фланцем под пробку герметизирующую; 2 – разрезной тройник стояльный с фланцем под пробку герметизирующую; 3 – перепускной патрубок; 4 – плоская задвижка отводного тройника; 5 – плоская задвижка стояльного тройника; 6 – плоская задвижка перепускного патрубка; 7 – машина для вырезания отверстий; 8 – временный байпас; 9 – ручной сверлильный станок.

Рисунок 6.2 – Схема организации работ по ремонту участка газопровода с устройством временного байпаса. 1 Этап. Монтаж устройств.

После монтажа запорных устройств, открывают задвижки на отводной линии и пропускают газ через байпас. Следующий этап — это перекрытие полости газопровода посредством запирающего устройства. После данного этапа начинается производство огневых работ.

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

Для повышения герметичности перед проведением огневых работ на ремонтируемом участке после установки запорных устройств рекомендуется дополнительно устанавливать ВГУ. Данное устройство устанавливается в газопроводе на расстоянии не менее 8-10 м в обе стороны от места выполнения огневых работ между технологическими отверстиями и местом работы. При невозможности установки ВГУ на расстоянии 8 м от места реза, допускается их установка на расстоянии на меньшем расстоянии при условии их защиты дополнительными средствами от попадания искр и сварочного графа (асботканью, огнезащитными стенками из асбоцементных щитов, глиной и т.п.).

6.5 Мероприятия по подготовке и проведению огневых работ

Организация огневых работ на газовом объекте требует следования требованиям СТО Газпром 14-2005 [14]. Операционный персонал филиала отвечает за подготовку газового объекта к работе, через ознакомление с документацией, включая записи о проведении самой диагностики оборудования и газопровода, а также обнаружение возможных утечек газа в опасной зоне.

Обеспечивается достаточное освещение и безопасность на рабочей зоне путем организации свободных проходов, подъездов и удаления мешающих и небезопасных веществ. Производится ограждения рабочей зоны в зависимости от различных окружающих условий и вход в неё посторонних лиц и постороннего транспорта строго запрещается.

Принимаются меры, чтобы исключить ошибки или самопроизвольную перестановку запорной арматуры, для этого устанавливаются специальные посты, где квалифицированный персонал дежурных контролирует работу арматуры.

Перед процессом вырезки "катушки" согласно РД 558-97, требуется установка электрических перемычек сечением не менее 25 мм² со средствами электрохимической защиты. Эти средства должны быть отключены перед огневыми работами. Для безопасности перед подготовкой к огневым работам необходимо провести обследование участков газопровода в наиболее опасных участках, необходимо исключить возможный риск повышения давления в трубопроводе.

Освобождение участка газопровода должно быть произведено сбросом газа через свечи на концах места проведения вырезки, а персонал должен быть обеспечен соответствующим СИЗ и средствами связи. При выполнении огневых работ на участке газопровода с различными высотными отметками, избыточное давление и его рост должны быть учтены.

					<i>Разработка мероприятий по проведению ремонта врезкой под давлением</i>	<i>Лист</i>
						53
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		

Необходимо учесть то, что конденсат должен отсутствовать, а если обнаруживаются легковоспламеняющиеся жидкости, то они должны быть откачаны в специальную ёмкость. При удалении таких веществ нужно, в целях безопасности, обязательно иметь при себе противопожарное оборудование и средства индивидуальной и коллективной защиты.

По технологии сварки при проведении ремонтно-восстановительных работ на магистральных газопроводах, следует опираться на СТО Газпром 2-2.3-137-2007 и СТО Газпром 14.

Огневые работы при ремонте газопроводов, как правило, состоят из четырех основных этапов:

- вырезка технологических отверстий с установкой ВГУ;
- разделение (резка) газопровода под избыточным давлением газа или после освобождения ремонтного участка газопровода от газа;
- сварочно-монтажные работы по ремонту газопровода;
- герметизация технологических отверстий вваркой заплат или приваркой патрубков.

Перед началом огневых работ должна быть выбрана схема вырезки и герметизации технологических отверстий. Технологические отверстия должны иметь форму овала (эллипса) и располагаться в верхней четверти газопровода со смещением от верхней образующей трубы $\pm 20^\circ$. Размеры отверстия определены 250x350 мм для газопровода 1420 мм. Отверстия должны располагаться не ближе 250 мм от продольного и 500 мм от кольцевого шва.

Огневые работы выполняются оборудованием, указанным в реестре сварочного оборудования и оборудования для термической резки. Пламя загорающего газа при вырезке технологических отверстий и выполнении черновых резов следует гасить войлочной кошмой или асбестовым полотном, а линию реза по мере продвижения резака – замазывать мятой мокрой или бентонитовой глиной. Чистовые резы газопровода и сварочно-монтажные работы по его восстановлению выполняются после установки ВГУ при загазованности в трубе и котловане не более 20 % от НКПВ.

Порядок выполнения технологических операций по разъединению газопровода, количество технологических отверстий и устанавливаемых ВГУ определяются планом организации и проведения огневых работ.

Для проведения разметки линии реза катушки ОАО «Газпром» применяется два метода: «струна» и реечный способ.

При проведении вырезки катушки способом «струны» необходимо

					<i>Разработка мероприятий по проведению ремонта врезкой под давлением</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		54

провести разметку линий реза торцов труб ремонтируемого участка, а уже после производить резы на катушке газорезательной машиной с необходимым скосом кромок [19], указанным требования представлены на рисунке 6.3.

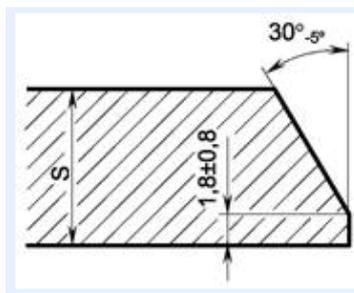


Рисунок 6.3 – Геометрические параметры разделки кромок торцов труб.

Разметку, резку торцов труб ремонтируемого участка газопровода следует выполнять с применением специального устройства, позволяющего находить геометрический центр труб, как точку пересечения двух взаимно перпендикулярных осей поперечного сечения трубы рисунок 6.4.

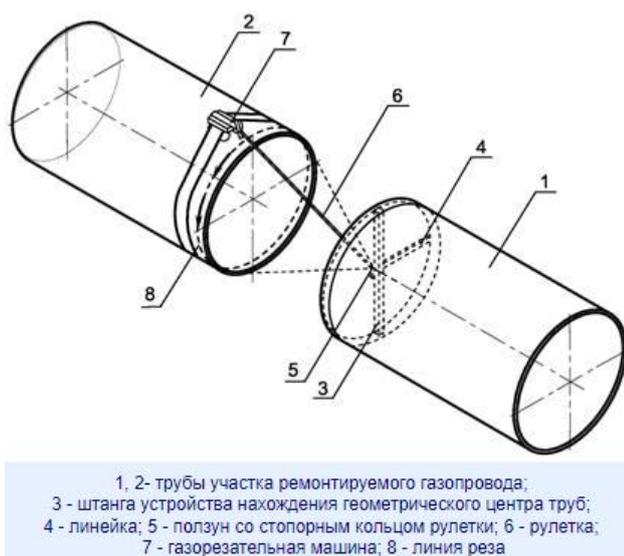


Рисунок 6.4 – Устройство прибора для разметки торцов труб

Для разметки катушек речным способом используют трубоукладчики, который вывешивает катушку сверху на концы труб ремонтируемого участка газопровода и затем размеры переносятся.

После проведения разметки проводятся работы по соединению катушки к ремонтируемому участку газопровода, согласно СТО Газпром 14. Для борьбы с намагниченностью предлагается применить инвертор сварочного тока ИСТ-201 [25], разработанный в Томске. Принцип его работы заключается в формировании в сварочной цепи симметричного переменного прямоугольного тока повышенной частоты, который регулируется сварочным выпрямителем.

Участок магистрального газопровода после выполнения капитального ремонта и перед его подключением к действующему газопроводу подлежит испытанию на прочность и проверке на герметичность. Испытание участка на прочность и герметичность производится после завершения монтажа арматуры и приварки катодных выводов. Перед проведением испытаний участка газопровода проводится очистка его полости, которая выполняется промывкой, продувкой, вытеснением загрязнений в потоке жидкости пропуском или протягиванием очистного устройства с последующей установкой заглушек на концах очищенного участка для предотвращения повторного загрязнения газопровода. Испытания отремонтированных участков газопроводов могут проводиться использованием следующих способов:

- гидравлического (водой, незамерзающей жидкостью);
- пневматического (воздухом, газом).

6.6 Заключительные работы

Заключительные работы включают в себя:

- работы по нанесению изоляции на газопровод;
- работы по демонтажу временного байпаса и запирающего устройства;
- работы по засыпке траншеи.

Изоляционные работы

Главное предназначение изоляции газопровода — препятствовать возникновению коррозии, сохраняя без изменений все физические и химические характеристики трубы. Газопровод значительной протяженности может подвергаться различным влияниям и нагрузкам. Работы по изоляции газопровода выполняются согласно СТО Газпром 2-2.3-451-2010.

Изоляционное покрытие выбирается согласно реестру ОАО «Газпром» на допустимые изоляционные покрытия. Выбранный материал – наружное полиуретановое двухкомпонентное защитное покрытие «РПУ-1001», его технические характеристики представлены в таблице 6.1.

Таблица 6.1 – Технические характеристики РПУ-1001

Наименование показателя	Значение
Минимальная толщина покрытия, мм	1,5
Время высыхания на отлип при (20-25)°	10
Соотношение смешивания объёмов компонентов (А:Б)	3:1
Способ нанесения	Установки горячего безвоздушного распыления

После проведением изоляционных работ необходимо произвести проверку изоляции на адгезию, следовательно для данных работ применяется измеритель адгезии ПСИ-МГ4.

Таблица 6.2 – Технические характеристики ПСИ МГ-4

Наименование характеристик	ПСИ-МГ4
Диапазон измерения силы, Н	10...1000
Относительная погрешность измерения силы, %	± 1
Скорость отслаивания, мм/мин	10 ± 1
Питание, В	12

Работы по демонтажу временного байпаса

С последующим демонтажем временного байпаса и запирающих устройств, последовательность производимых работ представлена на рисунке 6.5.

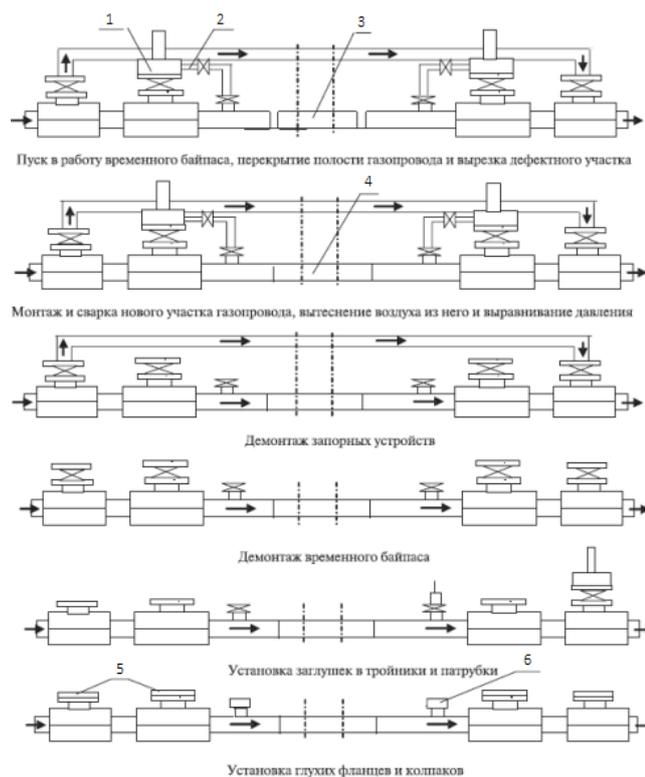


Рисунок 6.5 – Схема организации работ по ремонту участка газопровода с устройством временного байпаса. 3 этап. Демонтаж устройств.

Одним из главных недостатков метода врезки под давлением является металлическая стружка, образующаяся при проведении работ, для борьбы с ней используется магнитное устройство для сбора стружки в полости трубопровода, которое включает корпус и рабочий орган с магнитами, рабочий орган представляет собой лапы по обеим сторонам корпуса, которые соединены между собой пружинами растяжения. В нижней части корпуса устройства и в верхней и нижней частях лап установлены и жестко закреплены блоки магнитов. В нижней части лап расположены ролики. Верхняя часть корпуса представляет собой фланец с отверстиями под болты и отверстием под шток машины для врезки [20].

Заключительные земляные работы выполняются согласно требованиям СТО Газпром 2-2.3-231-2008, в их состав входит засыпка отремонтированного участка газопровода и техническая рекультивация плодородного слоя почвы.

6.9 Перечень применяемых машин и оборудования при выполнении работ

Для снятия верхнего слоя почвы используется бульдозер Четра Т35, представленный на рисунке 6.6.

Таблица 6.3 – Технические характеристики бульдозера

Показатель	Единицы измерения	Значение
Номинальная мощность	кВт	412
Вместимость отвала	м ³	18,5
Эксплуатационная масса	кг	61516
Ширина башмака гусеницы	мм	650



Рисунок 6.6 – Бульдозер Четра Т35

Бульдозер – основная машина для подготовительных работ. Он применяется для планировки местности, срезки бугров, засыпки ям и траншей, перемещения грунта на небольшие расстояния (до 100 м) и т. д. Бульдозер может быть использован для валки деревьев с корнями, корчевания пней и кустарников. В зимнее время его применяют для расчистки дорог и площадок от снега.

Бульдозер состоит из базовой машины (трактора) и специального навесного рабочего оборудования (отвала с рамой или толкающими балками).

После снятия верхнего слоя почвы начинается разработка траншеи экскаватором с учётом вышеописанных требований. Для данных работ выбран гусеничный экскаватор отечественного производства UMG E225C, представленный на рисунке 6.6, его технические характеристики представлены в таблице 6.4.

Таблица 6.4 – Технические характеристики экскаватора

Показатель	Единицы измерения	Значение
Номинальная мощность	кВт	132,4
Эксплуатационная масса	т	23
Длина рукояти	мм	2920
Длина стрелы	м	5,7
Глубина копания	мм	6870



Рисунок 6.7 – Экскаватор UMG E225C

Одноковшовые экскаваторы — это машины для разработки траншей и котлованов. Они широко используются при строительстве и ремонте магистральных трубопроводов. Одноковшовые экскаваторы предназначены для: рытья траншей и котлованов при строительстве и ремонте магистральных трубопроводов.

Оборудование, применяемое для проведения работ по врезке под давлением:

- машина для врезки MB 2460;
- ВГУ УГО-1400-3;
- плоская задвижка от компании TD Williamson;
- разрезные тройники от компании «Интрафит»;
- запорное устройство от компании «Интрафит».

Для выполнения данных работ предлагается машина для врезки и запорное устройство от компании ООО «Интрафит» [18] представлены на рисунке 6.7, технические характеристики машины для врезки представлены в таблице 6.5.

Таблица 6.5 – Технические характеристики MB 2460

					<i>Разработка мероприятий по проведению ремонта врезкой под давлением</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		59

Параметр	Значение
Номинальный диаметр просверливаемых отверстий	От 600 до 1500 мм
Максимальное рабочее давление	До 11,8 МПа
Контрольное давление испытаний при температуре окружающей среды	1,5 кратное рабочее давление
Допустимая температура окружающей среды при проведении работ	От -40°С до +50°С

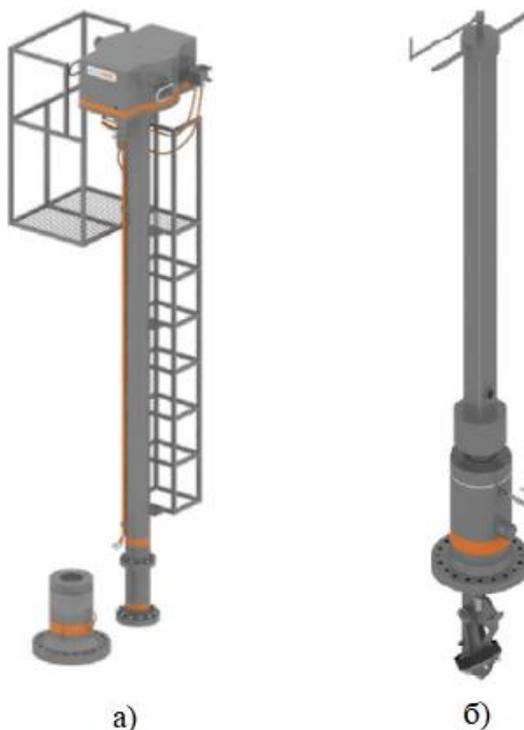


Рисунок 6.8 – а) Машина для врезки МВ 2460 б) оборудование для перекрытия трубопровода

Разрезные тройники для запорного устройства и временного байпаса, представлены на рисунке 6.9.

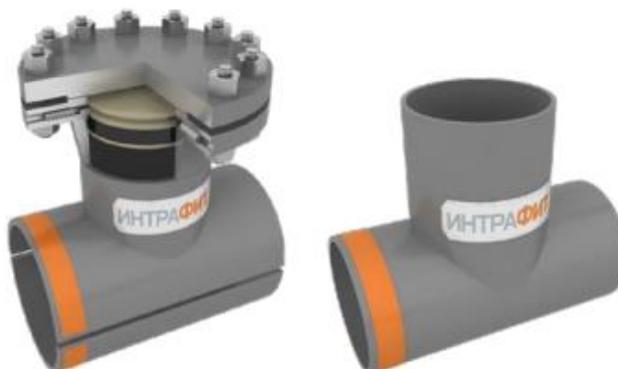


Рисунок 6.9 – Разрезной тройник

Таблица 6.6 – Технические характеристики разрезных тройников компании «Интрафит»

					<i>Разработка мероприятий по проведению ремонта врезкой под давлением</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		60

Наименование характеристики	Разрезные тройники
Условный проход	от 100 мм до 1400 мм
Давление	до 11 11,8 МПа
Диапазон рабочей температуры	От -60°С до +80°С

Для проведения огневых работ применяется оборудование, согласно реестру Газпрома на сварочное оборудование и оборудование для термической резки [19]. Согласно данному перечню применяется следующий вид оборудования.

Сварочное оборудование УАСТ-1 «Альфа» позволяющее производить сварку труб номинальным диаметром от 200 до 1400 мм с толщиной стенки 12-32 мм, включая класс прочности до К60. В состав сварочного комплекса УАСТ-1 для автоматической односторонней сварки входят:

- две головки сварочные ГАСТ-1.1 «Альфа» (универсальные, без разделения на левую и правую);
- механизм подающий УАСТ-1 «Альфа» (один на каждую сварочную головку);
- электронный блок управления УАСТ-1 «Альфа» (один на каждую сварочную головку);
- пульт оператора УАСТ-1 «Альфа» (с ограничениями по корректировке параметров режимов сварки в пределах допуска, один на каждую сварочную головку);
- пульт технолога УАСТ-1 «Альфа» (без ограничений по корректировке параметров режимов сварки, для отработки режимов, по требованию заказчика);
- комплект соединительных кабелей и шлангов;
- на две сварочные головки (не менее одного резервного – рекомендательно).

Оборудование для термической резки

ДС120П.33 – промышленный инверторный аппарат для воздушно-плазменной резки металла толщиной до 50 мм на ток до 120А (ПВ 100%). Предназначен для работы в цеховых и полевых условиях при питании как от стационарной сети, так и от автономных генераторов. Для подачи плазмообразующего газа может быть задействован компрессор. В качестве плазмообразующего газа чаще всего используют воздух или азот.

Схема сборки оборудования при ручной резке представлена на рисунке 6.10.



Рисунок 6.10 – Схема сборки оборудования при ручной резке

					<i>Разработка мероприятий по проведению ремонта врезкой под давлением</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		61

Воздушно-плазменная резка имеет небольшую зону термического влияния, универсальна для разных видов металлов и не критична к качеству поверхности.

Аппарат ДС120П.33 обладает рядом функций и преимуществ, таких как толщина разрезаемой стали до 40 мм, блокировка при отсутствии плазмообразующего газа, легкое прожигание загрязнений и возможность работы с различными резаками.

Труборез ТР-2, в свою очередь, позволяет резать трубы диаметром от 219 до 1620 мм в листовые материалы.



Рисунок 6.11 – Схема сборки оборудования при автоматической резке труборезом

Для борьбы с намагниченной поверхностью трубопровода применяется ИСТ-201, его технические характеристики представлены в таблице 6.7.

Таблица 6.7 – Технические характеристики ИСТ-201

Показатель	Значение
Напряжённость магнитного поля в зоне сварки, Гс	1000
Номинальный сварочный ток, А	200
Напряжение питания, В	220 ± 40
Вес, кг	30

Передвижение трубореза или листореза осуществляется с помощью специальной цепи, включающей самоходную тележку, шарнирную раму с валом и зубчатыми шестернями, опорные колеса и механизм натяжения цепи. Плазмотрон может переноситься вдоль трубы или листа для точного позиционирования.

На рисунке 6.12 изображен пример установки плазмотрона на трубе при полуавтоматической резке.



Рисунок 6.12 – Установка плазмотрона на трубе при полуавтоматической резке.

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

Для проведения предварительного подогрева кромок используется УИТ 50-2,4 согласно реестру Газпрома.

Таблица 6.8 – Технические характеристики УИН 009

Технические характеристики	Значение
Максимальный диаметр обрабатываемой труб, мм	1420
Температура нагрева в режиме «термообработки», °С	1150
Температура нагрева в режиме «нагрев», °С	300
Скорость нагрева, °С/мин	0,5-40
КПД, %	97
Вес, кг	480

Для проведения контроля адгезии изоляционного покрытия применяется

Для производства грузоподъемных работ, связанных с демонтажем и монтажом катушки в котлован, применяется трубоукладчик, указанный на рисунки 6.13. С учётом массы поднимаемой катушки и грузоподъемных приспособлений выбирается трубоукладчик от отечественного производителя Четра ТГ-301 с траверсой ПМ1428 Р. Его грузовая и высотная характеристика представлена на рисунке 6.14.



Рисунок 6.13 – Кран-трубоукладчик ТГ-301

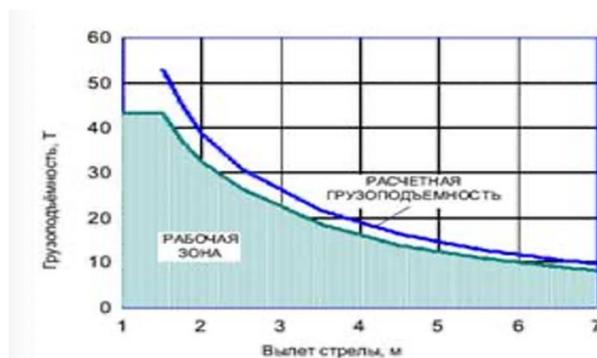


Рисунок 6.14 – Грузовая и высотная характеристики крана-трубоукладчика

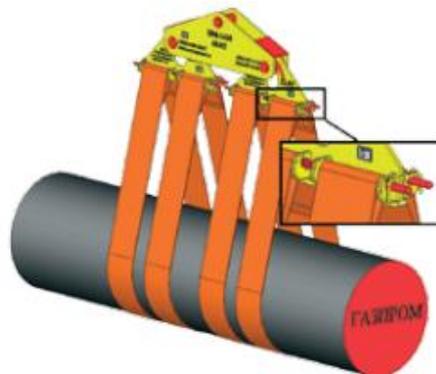
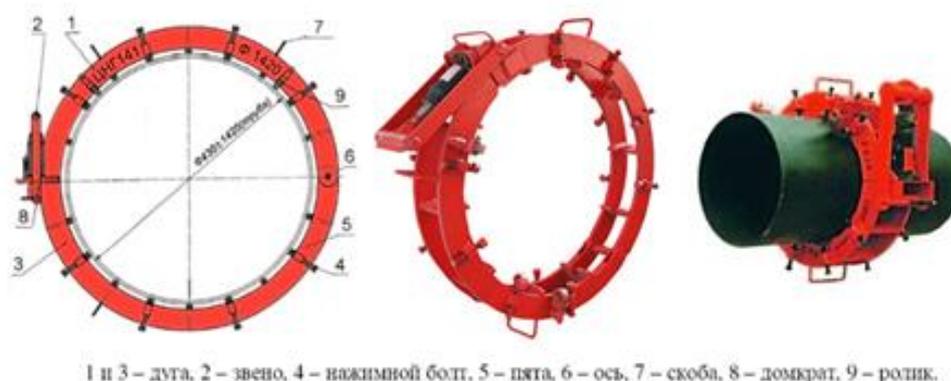


Рисунок 6.15 – Траверса типа ПМ1428 Р

Для центровки труб используется гидравлический центратор ЦНГ 141 (рисунок 6.16). Центратор ЦНГ-141 с гидродомкратом предназначены для центровки торцов труб диаметром 1420 мм перед сваркой при строительстве и ремонте нефтегазопроводов. Центратор для труб ЦНГ-141 имеет гидравлический домкрат, который способен развивать усилие на сжатие 12 тонн и дополнительные винты, обеспечивающие центрирование торцов труб.



1 и 3 – дуга, 2 – звено, 4 – нажимной болт, 5 – пята, 6 – ось, 7 – скоба, 8 – домкрат, 9 – ролик.

Рисунок 6.16 – Центратор для труб ЦНГ-141.

Центратор ЦНГ-141 имеет крепкую раму, состоящую из стандартных звеньев с гидродомкратом, осей, роликов для прокатки вдоль трубопровода и прижимные винты, способные исправить овальность кромки. Наличие гидродомкрата, повышается производительность труда, снижается физическая нагрузка на рабочий персонал. К недостаткам можно отнести большой вес центратора.

7. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение

На территории Российской Федерации пролегает около 172 тысячи километров газопроводов и каждый километр должен соответствовать технологическим параметрам, в соответствии с правилами эксплуатации, описанными в нормативно-технической документации. Для поддержания рабочего и безопасного режима эксплуатации газопроводного транспорта необходимо проводить техническое обслуживание и ремонт сетей. За прошедшие 2 года на территории РФ произошло 47 аварий на магистральных газопроводах, что привело к остановам перекачки газовой среды, оставив потребителей без газа. Огромные затраты, связанные с ликвидацией аварий, обуславливают необходимость своевременного проведения ремонта и диагностики магистрального транспорта. В связи с этим подтверждается необходимость проведения ремонта с возможностью безостановочной перекачки газовой среды к потребителю.

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 ремонта линейной части магистрального газопровода с применением врезки под давлением необходимо определиться со наиболее приемлемым в данном конкретном случае способом и методом производства работ. К способам ремонта ЛЧ МГ относятся холодная врезка, замена катушки, применение ремонтных конструкций. В каждом способе проведения ремонтных работ выделяют несколько методов ремонта или технологий. В данном разделе мы будем рассматривать 3 способа проведения ремонта линейной части магистрального газопровода:

- выборочный ремонт методом холодной врезки;
- выборочный ремонт методом замены катушки;
- выборочный ремонт с применением ремонтных конструкций;

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 врезки отвода.

					<i>Обеспечение выполнения ремонтных работ на участке магистрального газопровода с применением технологии врезки под давлением</i>			
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>				
<i>Разраб.</i>		Арзаев В.Ю.			Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Руковод.</i>		Гончаров Н.В.					65	98
<i>Консульт</i>		Рыжакина Т.Г.				ТПУ Группа 2Б92		
<i>Рук-ль ООП</i>		Чухарева Н.В.						

		метод ремонта ЛЧ МГ		
		Холодная врезка	Замена катушки	Применение ремонтных конструкций
Размер	Крупные			
	Средние			
	Мелкие			

- Газпром
Трансгаз Томск
 - Газпром
Трансгаз Ухта
 - Газпром
Трансгаз Сургут

Рисунок 7.1 – Карта сегментирования рынка услуг по проведению ремонта линейной части магистральный газопровод:

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:

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

где K – конкурентоспособность научной разработки;

B_i – вес показателя (в долях единиц);

B_i – балл i-го показателя.

Таблица 7.1 – 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	0,13	8	5	4	1,04	0,65	0,52

Продолжение таблицы 7.1

2. Удобство в эксплуатации (соответствует требованиям потребителей)	0,08	3	3	4	0,24	0,24	0,32
3. Помехоустойчивость	0,02	2	3	4	0,04	0,06	0,08
4. Энергоэкономичность	0,08	4	2	3	0,32	0,16	0,18
5. Надежность	0,12	5	5	4	0,6	0,6	0,48
6. Уровень шума	0,01	3	3	7	0,03	0,03	0,07
7. Безопасность	0,11	6	5	4	0,66	0,55	0,44
8. Простота эксплуатации	0,03	2	6	3	0,06	0,18	0,09
9. Функциональная мощность (предоставляемые возможности)	0,04	5	5	4	0,20	0,20	0,16
Экономические критерии оценки эффективности							
1. Конкурентоспособность продукта	0,05	6	4	4	0,3	0,2	0,2
2. Уровень проникновения на рынок	0,01	2	5	4	0,02	0,05	0,04
3. Цена	0,06	4	5	5	0,24	0,3	0,3
4. Предполагаемый срок эксплуатации	0,07	5	4	4	0,35	0,28	0,28
5. Послепродажное обслуживание	0,05	5	4	4	0,25	0,2	0,2
6. Финансирование научной разработки	0,06	7	2	4	0,42	0,12	0,24
7. Срок выхода на рынок	0,01	2	5	4	0,02	0,05	0,04
8. Наличие сертификации разработки	0,07	6	6	6	0,42	0,42	0,42
Итого	1	75	72	72	5,24	4,29	4,06

Б_ф – ремонт линейной частью магистрального газопровода холодным методом;

Б_{к1} – ремонт линейной частью магистрального газопровода методом;

Б_{к2} – врезка отвода в магистральный газопровод с использованием муфты;

Приведенная таблица наглядно демонстрирует уязвимые места разных видов ремонта линейной части магистрального газопровода. Наиболее конкурентноспособной методикой проведения ремонтных работ на магистральном газопроводе оказалась холодная врезка, это объясняется тем, что данный вид ремонта направлен на снижение экономических потерь из-за не прекращения перекачки газа. Именно остановка перекачки газа является причиной экономических потерь на одноконтурном магистральном газопроводе при проведении капитального ремонта.

Методика проведения ремонтных работ на магистральном газопроводе с применением ремонтных конструкций является трудоёмким способом восстановления

					Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение		<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>			67

несущей способности стенки по технологии применения. Возможность выполнения капитального ремонта данным методом определяется рядом условий, поэтому данный метод самый не конкурентноспособный среди рассматриваемых методов.

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 по технологии QuaD.

Таблица 7.2 – Оценочная карта для сравнения конкурентных технических решений

Критерии оценки	Вес критерия	Баллы	Максимальный балл	Относительное значение(3/4)	Средневзвешенное значение (5x2)
1	2	3	4	5	6
Показатели оценки качества разработки					
1. Энергоэффективность	0,12	95	100	0,95	0,114
2. Помехоустойчивость	0,04	100	100	1,0	0,04
3. Надежность	0,12	90	100	0,9	0,108
4. Унифицированность	0,02	70	100	0,7	0,0014
5. Уровень материалоемкости разработки	0,02	70	100	0,7	0,0014
6. Уровень шума	0,01	60	100	0,6	0,0006
7. Безопасность	0,15	95	100	0,95	0,1425
8. Функциональная мощность (предоставляемые возможности)	0,04	100	100	1,0	0,04
9. Простота эксплуатации	0,04	50	100	0,5	0,02
10. Ремонтопригодность	0,06	90	100	0,9	0,054
Показатели оценки коммерческого потенциала разработки					
11. Конкурентоспособность продукта	0,08	100	100	1,0	0,08
12. Уровень проникновения на рынок	0,05	80	100	0,8	0,04
13. Перспективность рынка	0,07	100	100	1,0	0,07
14. Цена	0,02	75	100	0,75	0,015
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	0,02	80	100	0,8	0,016
18. Наличие сертификации разработки	0,04	100	100	1,0	0,04
Итого	1	1555	1800		0,883

Оценка качества и перспективности по технологии QuaD определяется по формуле:

$$P_{cp} = \sum V_i \cdot B_i = 0,883$$

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 – 88,3%, что говорит о больших возможностях в реализации рассматриваемого проекта (результат от 80 до 100 процентов по технологии QuaD говорит оперспективности 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. SWOT-анализ применяют для исследования внешней и внутренней среды проекта. На первом этапе необходимо определить сильные и слабые стороны технологии, выявить возможности и угрозы для её реализации

В таблице 7.3 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 7.3 – Матрица SWOT

	<p>Сильные стороны научно-технологического решения: С1. Повышения надежности поставок газа; 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. Сл5. Большой объём работ.</p>
<p>Возможности: В1. Увеличение надёжности газопровода; В2. Увеличение срока службы трубопровода; В3. Уменьшение экологического ущерба; В4. Решение проблемы газификации России.</p>		

Продолжение таблицы 7.3

Угрозы: У1. Изменение плана поставок оборудования в связи с геополитической обстановкой; У2. Появление новой более эффективной технологии проведения ремонта.		
---	--	--

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 7.4.

Таблица 7.4 – Интерактивная матрица проекта

Сильные стороны проекта						
Возможности проекта		C1	C2	C3	C4	C5
	B1	+	+	-	+	-
	B2	+	+	+	+	-
	B3	-	+	-	+	-
	B4	-	+	+	0	-
Слабые стороны проекта						
Возможности проекта		Сл1	Сл2	Сл3	Сл4	Сл5
	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	Сл5
	У1	-	-	+	+	-
	У2	-	+	+	-	0

В таблице 7.5 представлена итоговая матрица SWOT-анализа

Таблица 7.5 – Итоговый SWOT анализ

	Сильные стороны научно-технологического решения: С1. Повышения надежности поставок газа; С2. Экономическая эффективность;	Слабые стороны технологического решения: Сл1. Дорогостоящее оборудование; Сл2. Проблемы безопасности сварочных работ;
--	--	--

Продолжение таблицы 7.5

	С3. Универсальность по отношению к характеристикам трубопровода; С4. Долгосрочное использование оборудования; С5. Устойчивость к механическим повреждениям	Сл3. Металлическая стружка от резьбы трубопровода; Сл4. Необходимость опытных и высококлассных специалистов. Сл5. Большой объём работ
Возможности: В1. Увеличение надёжности газопровода; В2. Увеличение срока службы трубопровода; В3. Уменьшение экологического ущерба; В4. Решение проблемы газификации в России	– Повышение надёжности газопровода позволяет более эффективно транспортировать газ; – На время капитального ремонта нет нужды останавливать поток газа, что повышает экономическую эффективность;	– Набор в штат высококвалифицированного персонала; – Применение технологий оптимизации труда.
Угрозы: У1. Изменение плана поставок в связи с геополитической обстановкой. У2. Появление новой более эффективной технологии проведения ремонта.	– Отсутствие спроса на новые технологии; – Качество отечественных комплектующих может быть на порядок ниже.	– Применение импортозамещающего оборудования. – Поиск нового поставщика.

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 7.6 – Перечень этапов, работ и распределение исполнителей

Основные этапы	№ раб.	Содержание работ	Должность исполнителя
Выбор темы исследования	1	Календарное планирование работ по теме	Руководитель, бакалавр
	2	Постановка цели и задач исследования	Руководитель, бакалавр
	3	Литературный обзор	Бакалавр
Разработка технического задания	4	Составление и утверждение технического задания	Руководитель

Продолжение таблицы 7.6

Теоретические и экспериментальные исследования	5	Проведение теоретического анализа существующих технических решений	Бакалавр
	6	Исполнение теоретических расчетов и выводы по ним	Бакалавр
Обобщение и оценка результатов	7	Оценка результатов исследования	Руководитель, Бакалавр
Оформление отчета по исследовательской работе	8	Составление пояснительной записки	Руководитель, Бакалавр

2) Определение трудоемкости выполняемых работ

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

$$t_{ожі} = \frac{3 \cdot t_{min_i} + 2 \cdot t_{max_i}}{5} \quad (7.2)$$

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

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

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

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

$$T_{pi} = \frac{t_{ожі}}{Ч_i} \quad (7.3)$$

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:

$$T_{ki} = T_{pi} \cdot k_{кал} \quad (7.4)$$

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:

$$k_{\text{кал}} = \frac{T_{\text{кал}}}{T_{\text{кал}} - T_{\text{вых}} - T_{\text{пр}}} \quad (7.5)$$

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 2023 году – $T_{\text{кал}} = 365$ дней, $T_{\text{вых}} = 104$ дней, $T_{\text{пр}} = 14$ дней. Подставим численные значения в формулу (7.5):

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

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

Таблица 7.7 – Временные показатели проведения научной разработки

Название работы	Трудоемкость работ			Исполнители	Длительность работ в рабочих днях, T_{pi}	Длительность работ в календарных днях, T_{ki}
	t_{min} , 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
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 7.7 строим план график, представленный на рисунке 7.2.

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

■ - Руководитель ■ - Бакалавр

Рисунок 7.2 – План график

7.3 Бюджет научно–технической разработки

Бюджет научно-технической разработки состоит из:

- 1) Материальных затрат НТИ;
- 2) Затрат на специальное оборудование;
- 3) Основной заработной платы исполнителей работы;
- 4) Дополнительной заработной платы исполнителей работы;
- 5) Отчислений во внебюджетные фонды;
- 6) Накладных работ.

Расчет материальных затрат НТИ

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

Расчет материальных затрат осуществляется по формуле:

$$Z_M = (1 + k_M) \cdot \sum_{i=1}^m C_i \cdot N_{\text{расх } i} \quad (7.6)$$

где k_M – коэффициент, учитывающий транспортно-заготовительные расходы;

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

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

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

Таблица 7.8 – Материальные затраты

Наименование	Единицы 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
Программы Microsoft Office	шт.	2	1	2	2000	2000	2000	4000	2000	4000
Пачка бумаги для принтера (500 шт.)	шт.	3	4	1	392	392	392	1176	1568	392
Электроэнергия	кВт/ч	506	368	790	5,5	5,5	5,5	2783	2024	4345
Интернет	тариф/мес яц	4	4	4	399	399	399	1596	1596	1596
Итого:								9555	7188	10333

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 (таблица 6). Определение стоимости спецоборудования производится по действующим прейскурантам, а в ряде случаев по договорной цене.

Таблица 7.9 – Расчет затрат на оборудование

Наименование	Единицы измерения	Количество			Цена за ед. руб.			Затраты на материалы, З ^м , руб.		
		Исп. 1	Исп. 2	Исп. 3	Исп.1	Исп.2	Исп.3	Исп.1	Исп. 2	Исп. 3
Ноутбук Acer Nitro 5 AN515-55-534C	шт.	2	1	2	50999	50999	50999	101998	50999	101998
HP Color LaserJet 150nw	шт.	1	1	2	39499	39499	39499	39499	39499	78998
САПР SolidWorks	шт	2	1	2	2000	2000	2000	4000	2000	4000
Итого:								145497	92498	184996

Основная заработная плата исполнителей работы

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

$$Z_{\text{осн}} = Z_{\text{дн}} \cdot T_p \quad (7.7)$$

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

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

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

Среднедневная заработная плата рассчитывается по формуле:

$$Z_{\text{дн}} = \frac{Z_m \cdot M}{F_d} \quad (7.8)$$

где Z_m – месячный должностной оклад работника, руб.;

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

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

Месячный должностной оклад работника определяется по формуле:

$$Z_m = Z_{\text{тс}} \cdot (k_p + k_{\text{пр}} + k_d) + Z_{\text{тс}} \quad (7.9)$$

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 7.10 – Расчет основной заработной платы

Исполнитель	$Z_{\text{тс}}$, руб.	$k_{\text{пр}}$, %	k_d , %	k_p , %	Z_m , руб.	$Z_{\text{дн}}$, руб.	T_p , раб. дн.	$Z_{\text{осн}}$, руб.
Руководитель проекта	30000	30	20	30	54000	2712	37	100344
Студент	3500	30	20	30	6300	313	93	29388
Итого, $Z_{\text{осн}}$:								129732

Дополнительная заработная плата исполнителей работы

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

Расчет дополнительной заработной платы ведется по формуле:

$$Z_{\text{доп}} = k_{\text{доп}} \cdot Z_{\text{осн}} \quad (7.10)$$

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

Таблица 7.11 – Расчет дополнительной заработной платы

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

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:

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

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

Таблица 7.12 – Отчисления во внебюджетные фонды

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

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:

$$Z_{\text{накл}} = (\text{сумма статей}) \cdot k_{\text{нр}} \quad (7.12)$$

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

$$Z_{\text{накл1}} = (9555 + 145497 + 129732 + 19460 + 44758) \cdot 0,16 = 55840 \text{ руб.}$$

$$Z_{\text{накл2}} = (7188 + 92498 + 129732 + 19460 + 44758) \cdot 0,16 = 46982 \text{ руб.}$$

$$Z_{\text{накл3}} = (10333 + 184996 + 129732 + 19460 + 44758) \cdot 0,16 = 62285 \text{ руб.}$$

Формирование бюджета затрат научно-исследовательской работы

Таблица 7.13 – Расчет бюджета затрат НТИ

Наименование статьи	Сумма, руб.			Примечание
	Исп. 1	Исп. 2	Исп. 3	
1. Материальные затраты НТИ	9555	7188	10333	Пункт 7.3
2. Затрат на специальное оборудование для научных (экспериментальных) работ	145497	92498	184996	Пункт 7.3
3. Затраты по основной заработной плате исполнителей темы	129732			Пункт 7.3
4. Затраты по дополнительной заработной плате исполнителей темы	19460			Пункт 7.3
5. Отчисления во внебюджетные фонды	44758			Пункт 7.3
6. Накладные расходы	55840	46982	62285	16% от суммы ст. 1-5
7. Бюджет затрат НТИ	404842	340618	451564	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 соотносится финансовые значения по всем вариантам исполнения. Интегральный финансовый показатель разработки определяется как:

$$I_{\text{финр}}^{\text{исп}i} = \frac{\Phi_{pi}}{\Phi_{\text{max}}} \quad (7.13)$$

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

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

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

Для 1-го варианта исполнения:

$$I_{\text{финр}}^{\text{исп1}} = \frac{404842}{451564} = 0,90$$

Для 2-го варианта исполнения:

$$I_{\text{финр}}^{\text{исп2}} = \frac{340618}{451564} = 0,75$$

Для 3-го варианта исполнения:

$$I_{\text{финр}}^{\text{исп3}} = \frac{451564}{451564} = 1$$

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

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

$$I_{pi} = \sum a_i \cdot b_i \quad (7.14)$$

где I_{pi} – интегральный показатель ресурсоэффективности;

a_i – весовой коэффициент разработки;

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

Таблица 7.14 – Сравнительная оценка характеристик вариантов исполнения проекта

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

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

$$I_{\text{исп1}} = \frac{I_{\text{р-исп1}}}{I_{\text{финр}}^{\text{исп1}}} = \frac{4}{0,9} = 4,44;$$

$$I_{\text{исп2}} = \frac{I_{\text{р-исп2}}}{I_{\text{финр}}^{\text{исп1}}} = \frac{3,2}{0,75} = 4,3;$$

$$I_{\text{исп3}} = \frac{I_{\text{р-исп1}}}{I_{\text{финр}}^{\text{исп1}}} = \frac{4,4}{1} = 4,4$$

Из расчетов видно, что наиболее целесообразный вариант проекта разработки НТИ произведен в первом исполнении .

Сравнительная эффективность проекта ($\mathcal{E}_{\text{ср}i}$):

$$\mathcal{E}_{\text{ср}i} = \frac{I_{\text{исп.1}}}{I_{\text{исп.2}}} \quad (7.15)$$

Таблица 7.15 – Сравнительная эффективность разработки

№ п/п	Показатели	Исп. 1	Исп. 2	Исп. 3
1	Интегральный финансовый показатель разработки	0,90	0,75	1
2	Интегральный показатель ресурсоэффективности разработки	4,0	3,2	4
3	Интегральный показатель эффективности	4,44	4,3	4,4
4	Сравнительная эффективность вариантов исполнения	1,03	0,98	0,99

Исходя из полученных данных, наиболее эффективным оказалась разработка под исполнением №1.

Заключение

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

На сегодняшний день, в условиях расширенной газификации Восточной Сибири и запуске серьезных стратегических объектов транспорта ценного углеводородного сырья – природного газа, вопросы, связанные с соблюдением проектного положения трубопровода наиболее актуальны.

Несомненно, любой вид ремонта труб магистральных газопроводов являются работами повышенной опасности, с возникновением вредных и опасных факторов. Так же во время проведения ремонтных работ происходит сильное воздействие на окружающую среду.

В данном разделе проведены исследования, позволяющие определить основные аспекты безопасности ремонтных работ на магистральных трубопроводах и их влияние на окружающую среду.

Основная задача при проведении ремонтных работ – обеспечение высокого уровня безопасности проведения работ и охраны труда персонала.

Стоит отметить, что в данной работе рассматривается магистральный газопровод, расположенный в Якутской области – районе, характеризующимся сложными климатическими условиями, слабой инфраструктурой, которые также влияют на качество проведения работ.

Объектом исследования является действующий магистральный газопровод «Чаянда – Ленск», расположенный в Якутской области, находящийся под влиянием коррозионно-активной среды. Эксплуатацию трубопровода осуществляет компания ООО «Газпром Трансгаз Томск».

Ремонтные работы проводятся в дневное время суток, газопровод проложен подземным способом прокладки. Рабочая зона в полевых условиях, ограждена и находится под охраной. В зону работ допускается персонал имеющий доступ на проведение работ.

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

8.1 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности

Организация и выполнение данных работ осуществляется при соблюдении требований:

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	Обеспечение выполнения ремонтных работ на участке магистрального газопровода с применением технологии врезки под давлением		
Разраб.		Арзаев В.Ю.			Лит.	Лист	Листов
Руковод.		Гончаров Н.В.				81	98
Консульт.		Гуляев М.В.			ТПУ Группа 2Б92		
Рук-ль ООП		Чухарева Н.В.					
					Социальная ответственность		

1. Трудовой кодекс Российской Федерации от 30.12.2001 N 197-ФЗ (ред. от 27.12.2018);
2. Федеральный Закон «О промышленной безопасности опасных производственных объектов» №116-ФЗ от 21.07.1997г. (с изменениями от 11 июня 2021 года.);
3. СНиП 12-03-2001 «Безопасность труда в строительстве. Часть 1. Общие требования»;
4. СНиП 12-04-2002 «Безопасность труда в строительстве. Часть 2. Строительное производство»;
5. СТО Газпром 14-2005 «Типовая инструкция по безопасному проведению огневых работ на газовых объектах ОАО «Газпром»;
6. СТО Газпром 2-2.3-116-2007 «Инструкция по технологии производства работ на газопроводах врезкой под давлением»;
7. СТО Газпром 2-3.5-454-2010 «Правила эксплуатации магистральных газопроводов»;
8. СТО Газпром 2-2.2-136-2007 «Инструкция по технологиям сварки при строительстве и ремонте МГ», часть I. 4.1.1

Общее руководство по обеспечению охраны и безопасности труда возлагается на руководителя организации, выполняющей работы, или лицо, им уполномоченное. Работники выполняют обязанности по охране и безопасности труда в объеме требований их должностных инструкций по охране труда, утвержденных руководителем

Работники выполняют обязанности по охране и безопасности труда в объеме требований их должностных инструкций по охране труда, утвержденных руководителем.

Выполнение работ в зоне действия опасных производственных факторов, возникновение которых не связано с характером выполняемой работы, производится по наряду-допуску. К работникам, выполняющим работы в условиях действия опасных производственных факторов, связанных с характером работ, предъявляются дополнительные требования безопасности.

К выполнению работ допускаются лица не моложе 18 лет, прошедшие медицинский осмотр и признанные годными, имеющие профессиональные навыки, прошедшие обучение безопасным методам и приемам работ и получившие соответствующее удостоверение.

Организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны

Перед началом выполнения работ проводится анализ воздушной среды. В случае концентрации углеводородов в воздухе выше предельно допустимой концентрации (ПДК) работа в этой зоне без средств защиты органов дыхания не допускается [24]. Персонал,

					<i>Социальная ответственность</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		82

выполняющий работы, должен быть ознакомлен с расположением постов медицинской помощи, противопожарного инвентаря и расположения технических средств.

Работники должны быть обеспечены всеми средствами индивидуальной и коллективных средств защиты, необходимых для обеспечения безопасности работ.

Работники обязаны знать:

– свойства природного газа, «тяжелых» углеводородных газов, газового конденсата и других опасных и вредных веществ, применяемых на объектах МГ (метанол, одорант и др.), требования безопасности при их получении, транспортировке, хранении, использовании, утилизации;

– потенциально возможные опасности, возникающие при технологических процессах.

Работники, обслуживающие объекты МГ, осуществляют действия по переключению потоков газа в газопроводах, отключению потребителей газа и подключению новых, увеличению или сокращению подачи газа, проведению ремонтных работ, испытанию оборудования и запорной арматуры в порядке, определенном действующими на данном объекте: технологическим регламентом, инструкциями по безопасному ведению работ – по указанию соответствующих руководителей (начальников служб, диспетчеров, сменных инженеров, мастеров), назначенных ответственными за выполнение данного вида работ.

Работники эксплуатирующей организации (филиала эксплуатирующей организации) выполняют в установленные сроки указания ОАО «Газпром», предписания уполномоченных органов надзора и контроля Российской Федерации, а также органов контроля и надзора ОАО «Газпром» [7].

8.2 Производственная безопасность

Основные элементы производственного процесса, формирующие опасные и вредные факторы при работах по врезке тройника в газопровод под давлением представлены в таблице 8.1.

Таблица 8.1 – Производственные факторы

Факторы (ГОСТ 12.0.003-2015)	Этапы работ	Нормативные документы
	Выборочный ремонт с применением технологии врезки под давлением	
1. Производственные факторы, связанные с аномальным микроклиматом	+	СТО Газпром 2-3.5-454-2010 ГОСТ 12.1.005-88.

Продолжение таблицы 8.1

2. Повышенный уровень шума;	+	Гост 12.1.003-2014
3. Загазованность воздуха рабочей среды	+	СанПиН 1.2.3685-21
4. Движущиеся машины и механизмы производственного оборудования (в том числе грузоподъемные);		ГОСТ 12.2.062-81 ГОСТ 12.3.033-84
5. Оборудование и трубопроводы, работающие под давлением;	+	СП 75.13330.2011
6. Обрушение стенок траншеи;	+	
7. Производственные факторы, связанные с электрическим током;	+	ГОСТ 12.4.011-89
8. Пожаро- и взрывоопасность;	+	ГОСТ 12.1.019-79 ГОСТ 12.1.004-91

Анализ вредных и опасных производственных факторов и обоснование мероприятий по их устранению.

В данном разделе рассмотрим вредные и опасные производственные факторы, которые действуют или могут воздействовать на организм человека при проведении ремонтных работ на газопровод под давлением, а также рассмотрим нормативные значения этих факторов и мероприятия, по снижению или устранению этих факторов.

Производственные факторы, связанные с аномальным микроклиматом

Допуск к работам при отсутствии у работников СИЗ, отвечающим климатическим условиям, запрещен.

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

При температуре наружного воздуха ниже минус 25 °С работающим на открытом воздухе ежедневно обеспечивают обогрев в помещении, где необходимо поддерживать температуру плюс 25 °С. Пункты обогрева оборудуют и эксплуатируют по соответствующей инструкции [7].

Отклонение показателей климата рабочей зоны, возникает по причине проведения работ на открытом воздухе в холодное время года (до -50 °С зимой). Организм человека реагирует на понижение температуры выбросом стрессовых гормонов (адреналина и

норадреналина). Эти гормоны способствуют сужению сосудов кожи и слизистой оболочки. Такие изменения плохо сказываются на организме человека, особенно страдают люди с сердечно-сосудистыми заболеваниями. Поэтому работники должны быть обеспечены спецодеждой с теплозащитными свойствами, а работы приостановлены при температуре – 40°С и ниже и скорости ветра 6 м/с и более. Предельная жесткость погоды, ниже которой не могут выполняться работы на открытом воздухе, колеблется в пределах от -40 до -45 °С. При эквивалентной температуре наружного воздуха ниже -25 °С работающим на открытом воздухе или в закрытых необогреваемых помещениях, а также грузчикам, занятым на погрузочно-разгрузочных работах, и другим работникам, ежечасно должен быть обеспечен обогрев в помещении с температурой +25 °С [22].

В зимнее время независимо от состояния погоды выход людей за пределы жилой или производственной зоны допустим только группой в составе не менее двух человек по письменному разрешению с записью в журнале. Средства транспорта и механизмы выезжают колоннами не менее чем из двух машин, следующих друг за другом в пределах прямой видимости. Также обеспечивают возможность возвращения всех людей на одной из машин в случае выхода из строя другой машины. Перед выездом на трассу транспортных средств проверяют их техническое состояние. Запрещен выезд транспортных средств с неисправной системой отопления в зимнее время.

При направлении двух или более транспортных средств назначают старшего по колонне.

Дороги в снегозаносимых районах обозначают хорошо видимыми вехами высотой не менее 2 м над поверхностью снега с расстояниями между ними не более 50 м на транспортных дорогах и не более 10 м на пешеходных [7].

Повышенный уровень шума

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

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

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

обусловлена изменением подвижности барабанной перепонки и цепи слуховых косточек. Нейросенсорная тугоухость развивается при повреждении чувствительных нервных клеток внутреннего уха, слухового нерва и центральных образований слуховой системы. От своевременного диагностирования тугоухости на начальной стадии ее развития зависит эффективность профилактических мероприятий, предупреждающих развитие профессионального заболевания [23].

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

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

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

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

Загазованность воздуха рабочей среды

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

Образуемые в результате деятельности вещества по степени воздействия на организм человека и окружающую среду подразделяются на нейтральные и вредные химические соединения. Вредными считаются соединения, способные при контакте с организмом работника вызывать нарушения здоровья или способствовать формированию профессиональных заболеваний. Химические факторы загрязнения воздуха способны воздействовать на организм через дыхательную систему, желудочно-кишечный тракт или кожные покровы, ткани и слизистые оболочки. Вредные вещества, проникшие в организм

человека, могут вызывать острые или хронические отравления. Степень поражения зависит от токсичности соединения, его объемов, длительности воздействия, способа проникновения в организм. Контроль воздушной среды должен проводиться в зоне дыхания при характерных производственных условиях посредством газоанализатора или рудничной лампы. Содержание вредных веществ в воздухе рабочей зоны не должно превышать предельно допустимых концентраций (ПДК) [24]:

- для метана (4-ый класс опасности) – 300 мг/м³.
- для одорантов, в основном применяют меркаптаны, в частности этилмеркаптан (C₂H₅SH) (2-ой класс опасности) – 1 мг/м³.
- для сероводорода в присутствии углеродов (C₁-C₅) (2-ой класс опасности) – 3 мг/м³.
- для сернистого газа (SO₂) (3-ий класс опасности) – 10 мг/м³.
- для метанола (CH₃OH) – 5 мг/м³.

При загазованности траншеи или котлована в результате утечки газа необходимо прекратить работу и вывести людей, запретив курить, зажигать спички или пользоваться открытым огнем.

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

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

Место работы машин должно быть определено так, чтобы было обеспечено пространство, достаточное для обзора рабочей зоны и маневрирования. В случае, когда машинист или моторист, управляющий машиной, не имеет достаточного обзора рабочего пространства или не видит рабочего (специально выделенного сигнальщика), подающего ему сигналы, между машинистом и сигнальщиком необходимо установить двустороннюю радиосвязь или телефонную связь. Использование промежуточных сигнальщиков для передачи сигналов машинисту не допускается.

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

					<i>Социальная ответственность</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		87

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

При эксплуатации машин должны быть приняты меры, предупреждающие их опрокидывание или самопроизвольное перемещение под действием ветра или при наличии уклона местности [25].

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

Движущиеся части производственного оборудования, являющиеся возможным источником травмоопасности, должны быть ограждены или расположены так, чтобы исключалась возможность прикасания к ним работающего или использованы другие средства (например, двуручное управление), предотвращающие травмирование [26].

Оборудование и трубопроводы, работающие под давлением

Высокое давление трубопровода представляет серьезную опасность для рабочего персонала при проведении огневых работ. Оно может вызвать разрыв трубы, повреждение технологического оборудования, в связи с этим нанести травмы персоналу. Поэтому для снижения опасности этого фактора рабочее давление в трубопроводе снижается до 2,5 Мпа [27].

Вероятны и случаи выполнения ремонтных работ с выводом участка газопровода из работы (с отключением участка от действующего МГ), а также с понижением отличным от 2,5 Мпа в соответствии с документами СТО Газпром 14 и СТО Газпром 2-2.3-116.

Обрушение стенок траншеи

Обрушение стенок траншеи при проведении земляных работ по вскрытию участка газопровода напрямую связано с величиной угла откоса траншеи, зависящей от типа грунта и коэффициента влажности. Поэтому опасностью для рабочего персонала является возможность получения травм от обрушения грунта. Эти работы относятся к разряду работ повышенной опасности. Данной инструкцией, предусматривается ряд правил, для безопасного проведения земляных работ, а значит защиты персонала от травматизма [28].

При отсутствии возможности работы грузоподъемных механизмов из-за обрушения стенок траншеи, вследствие подтопления ее грунтовыми водами, необходимо дополнительное изменение углов наклона стенок котлована, а также укрепление их деревянными (по возможности металлическими) сваями. Данные работы производит рабочий персонал, в соответствии с утвержденным проектом, при этом высота выступающих концов крепления должна быть не менее 15 см. Перед началом проведения

					<i>Социальная ответственность</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		88

работ в траншее (котловане), глубиной более 1,3 м, проверяется надежность откосов и креплений стен, а также их устойчивость. Количество лестниц в траншее (котловане) составляет 2 шт на 5 человек, а в рабочих же котлованах повышенной опасности устанавливается 4 лестницы. Все используемые лестницы должны иметь инвентарный номер, дату следующих испытаний, принадлежность к какой-то службе или участку (например, участок ЛЭС). Проверка надежности применяемых лестниц проводится: 1 раз в полугодие - для деревянных, 1 раз в год - для металлических.

Производственные факторы, связанные с электрическим током.

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

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

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

Безопасность при работе обеспечивается применением различных технических и организационных мер:

- установка оградительных устройств;
- изоляция токопроводящих частей и её непрерывный контроль;
- защитное заземление;
- использование знаков безопасности и предупреждающих плакатов.

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

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

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

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

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

Газорезчики должны работать в очках со специальными светофильтрами [29].

При зачистке сварных швов от шлака и графа работники должны быть в предохранительных очках. Для подвода тока к электродержателю должны применять гибкие изолированные провода, защищённые от повреждений. Запрещается применять провода с нарушенной изоляцией. Сварочный аппарат и вспомогательные устройства должны располагать не ближе 20 метров от места огневой работы. После окончания работы или перерыва в ней электросварочный аппарат должен быть выключен [30].

Пожаро- и взрывоопасность

Предотвращение пожаров и взрывов объединяется общим понятием – пожарная профилактика. Её можно обеспечивать различными способами и средствами: технологическим; строительными; организационно-техническими. Пожарная профилактика является важнейшей составной частью общей проблемы обеспечения пожаро-взрывобезопасности различных объектов, и поэтому ей уделяется первостепенное внимание при решении вопросов защиты объектов от пожаров и взрывов [31]. При пожаре на людей воздействуют следующие опасные факторы:

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

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

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

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

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

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

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

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

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

Спецоборудование и транспортные средства, имеющее ДВС должны быть оснащены искрогасителями, а их электрооборудование и источники электроснабжения иметь исправную электросистему. Сварщики и их помощники могут пользоваться теплоотражательными костюмами (ТОК-200). Все принимающие непосредственное участие в работах должны быть в сертифицированной спецодежде из термостойких материалов [33].

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

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

					<i>Социальная ответственность</i>	<i>Лист</i>
						91
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		

8.3 Экологическая безопасность

Производство всех видов строительного-монтажных работ следует осуществлять с учетом требований по охране окружающей среды, установленных федеральными и региональными законами, строительными нормами и правилами.

Защита атмосферы

При выполнении строительного-монтажных работ воздействие на приземный слой атмосферы будет связано с неорганизованными и организованными выбросами загрязняющих веществ (ЗВ) в атмосферу. Выбросы являются неизбежными. Все источники выбросов ЗВ в атмосферу в период строительства – передвижные. Источниками выбросов загрязняющих веществ в атмосферный воздух являются: автотранспорт и строительная техника; сварочный агрегат; битумоварочные котлы; земляные работы; аппарат газовой резки; изоляционные работы; окрасочные работы.

При проведении работ в атмосферу попадают газообразные углеводороды, преимущественно метан – основной компонент природного газа. Предельная концентрация паров в воздухе рабочей зоны не должна превышать: углеводороды - 0,3 г/м³, бензин - 0,1 г/м³, тетраэтилсвинец (ТЭС) - 0,005 г/м³.

Проектом предлагаются следующие природоохранные мероприятия, направленные на защиту атмосферного воздуха в зоне производства работ: – контроль топливной системы механизмов, а также системы регулировки подачи топлива, обеспечивающих полное его сгорание (силами Подрядчика) для удержания значений выбросов загрязняющих веществ от автотранспорта в расчетных пределах; – допуск к эксплуатации машин и механизмов в исправном состоянии; – наблюдение за состоянием технических средств, способных вызвать загорание естественной растительности.

Защита литосферы

Работы по капитальному ремонту линейного участка магистрального газопровода под давлением оказывают влияние на литосферу. Проходка траншей локально изменяет режим питания растительного покрова влагой, нарушает теплофизическое равновесие, растепляет многолетнемерзлые грунты, приводит к гибели чувствительный к механическому и другому воздействиям растительный покров малоземельной тундры. При растеплении, происходит процесс эрозии. Эрозии сильно подвергаются мелкозернистые пылеватые пески, пылеватые суглинки, глины лессы, лессовидные суглинки.

На протяжении всего периода строительства должен осуществляться контроль соблюдения границ землеотвода.

Приказом по предприятию назначается лицо, ответственное за сбор, временное хранение и организацию своевременного вывоза отходов образующихся в результате

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

проведения работ. На участке должен проводиться постоянный контроль за состоянием рабочих емкостей и контейнеров с отходами. Места временного хранения и накопления отходов должны соответствовать требованиям техники безопасности, санитарно-гигиеническим нормам.

Места сбора и накопления отходов должны быть оборудованы углекислотными огнетушителями, ящиками с песком, лопатой, войлоком, кошмой или асбестом.

Защита гидросферы

В гидросфере нефтепродукты оказывают влияние на природные воды. Несмотря на низкую растворимость в воде достаточно небольшого количества нефтепродуктов, чтобы ухудшилось качество и свойство воды. При попадании нефтепродуктов в гидросферу используют средства для локализации разлива на водной поверхности (оградительные боновые заграждения), а также при необходимости сбора большого объема ГСМ возможно применение нефтесборного оборудования для и устранения последствий разлива топлива.

7.4 Безопасность в чрезвычайных ситуациях

Одной из наиболее частых аварий при работе на газопроводе являются взрывы. При взрыве выделяют зоны полных, сильных, средних и слабых разрушений, которые соответствуют величине избыточного давления ударной волны 50, 30, 20 и 10 кПа соответственно.

В ходе ремонтных работ трубопроводов возникает вероятность превышения допустимой концентрации паров газа в воздухе рабочей зоны, что характеризуется взрывопожароопасностью, которая представляет собой серьезную угрозу для жизни и здоровья работников и сотрудников на рассматриваемых нами площадках проведения работ. Опасными факторами пожара является повышенная температура оборудования и окружающей среды, наличие токсичных продуктов горения и термического разложения, пониженная концентрация кислорода в воздухе рабочей зоны. Эти факторы могут приводить к отравлениям, ухудшению работы органов дыхания, к травмированию рабочего персонала.

Поэтому на всем протяжении работ по врезке тройника в газопровод под давлением для контроля состояния газовой среды в рабочей зоне, а также для обеспечения связи с руководителем огневых работ и техническим персоналом, назначается ответственное лицо в роли дежурного наблюдателя. В его обязанности входит немедленная подача сигнала о срочной остановке работ в случае предаварийной ситуации или иной опасности (выход из строя технологического оборудования, приборов, систем вентиляционных шахт, аварийных сигнализаций, СИЗ, повышения или снижения рабочего давления или температуры, утечки газа и т.д.).

					<i>Социальная ответственность</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		93

Заключение

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

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

Заключение

В данной работе был проведён анализ дефекта на его закритичность, в ходе которой было установлено, что дефект закритический. Произведены расчёты на прочность участка газопровода и на его основании был сделан вывод – что толщина стенки 26 мм подтверждает прочность газопровода.

Рассмотрены возможные методы проведения выборочного капитального ремонта и исходя из параметров дефекта был установлен метод ремонта – замена катушки.

Были проведены расчёты на прочность и анализ НДС временного байпаса, применяемого при ремонте с технологией врезкой под давлением.

Были разработаны мероприятия по проведению ремонта дефектного участка трубы, а также подобраны необходимые машины и оборудование для его проведения.

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	Обеспечение выполнения ремонтных работ на участке магистрального газопровода с применением технологии врезки под давлением		
Разраб.		Ф.И.О.			Лит.	Лист	Листов
Руковод.		Гончаров Н.В.				95	98
Консульт.					ТПУ Группа 2Б92		
Н. Контр.		Чухарева Н.В.					
					Заключение		

Список используемой литературы

1. [Электронный ресурс] Аварии на магистральных газопроводах в России в 2020-2022 годах // РИА Новости URL: <https://ria.ru/20221119/avarii-1832798359.html> (дата обращения: 25.05.2023).

2. [Электронный ресурс] Паспорт программы инновационного развития ПАО «Газпром» до 2025 года // Газпром URL: <https://www.gazprom.ru/f/posts/97/653302/prir-passport-2018-2025.pdf> (дата обращения: 24.05.2023).

3. [Электронный ресурс] Газопровод «Сила Сибири» // Газпром URL: <https://www.gazprom.ru/projects/power-of-siberia/> (дата обращения: 23.05.2023).

[REDACTED]

[REDACTED]

5. СП 36.13330.2012. Магистральные трубопроводы.

6. ТУ 24.20.21-1573-05757848-2016. Трубы стальные электросварные прямошовные наружным диаметром 530-1420 мм для магистральных и промысловых газопроводов, нефтепроводов и нефтепродуктопроводов. Технические условия.

7. СТО Газпром 2-3.5-454-2010. Правила эксплуатации магистральных газопроводов.

8. СТО Газпром 2-2.3-112-2007. Методические указания по оценке работоспособности участков магистральных газопроводов с коррозионными дефектами.

9. СТО Газпром 2-2.3-231-2008. Правила производства работ при капитальном ремонте линейной части магистральных газопроводов ОАО «Газпром».

10. ВСН 39-1.10-006-2000. Правила производства работ по выборочному капитальному ремонту магистральных газопроводов в различных природно-климатических условиях.

[REDACTED]

[REDACTED]

12. Р Газпром 2-2.3-595-2011. Правила назначения методов ремонта дефектных участков линейной части магистральных газопроводов единой системы газоснабжения ОАО «Газпром».

13. СНиП 12-04-2002. Безопасность труда в строительстве. Часть 2.

14. СТО Газпром 14-2005. Типовая инструкция по безопасному проведению огневых работ на газовых объектах ОАО «Газпром».

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	Обеспечение выполнения ремонтных работ на участке магистрального газопровода с применением технологии врезки под давлением		
Разраб.		Арзаев В.Ю.			Лит.	Лист	Листов
Руковод.		Гончаров Н.В.				96	98
Консульт.					ТПУ Группа 2Б92		
Рук-ль ООП		Чухарева Н.В.					

15. СТО Газпром 2-2.1-131-2007. Инструкция по применению стальных труб на объектах ОАО «Газпром».
16. [Электронный ресурс] Поставки трубопроводного газа из России в Китай в 2022 году выросли в 2,63 раза // ТАСС URL: <https://tass.ru/ekonomika/16843843> (дата обращения: 23.05.2023).
17. [Электронный ресурс] Россия поставила в 2022 году по "Силе Сибири" в Китай рекордные 15,5 млрд куб. м газа // ТАСС URL: <https://tass.ru/ekonomika/16806465> (дата обращения: 23.05.2023).
18. [Электронный ресурс] Оборудование для врезки и перекрытия, тройники разрезные, нестандартное оборудование // Интрафит URL: <https://sc-intra.ru/upload/iblock/3ae/3aeaeab50e0475a7a2a92401ab7c43a79.pdf> (дата обращения: 25.05.2023).
19. СТО Газпром 2-2.3-137-2007 Инструкция по технологиям сварки при строительстве и ремонте промышленных и магистральных газопроводов. Часть II.
20. Патент №200057 Российская Федерация, МПК В08В 9/02 (2006.01), F16L 55/26 (2006.01). Магнитное устройство для сбора стружки в полости трубопровода: № 2020121941: заявл. 26.06.2022: опубл. 05.10.2020 / Чуриков Н. М., Кожаева К.В., Шарнина Г.С.; заявитель УГНТУ.: 8 с. :ил. – Текст: непосредственный.
21. ОТСП.460000.001 ПС. Инвентор сварочного тока ИСТ-201 (ИСТ-251). Паспорт.
22. ГОСТ 12.1.005-88 Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны.
23. ГОСТ 12.1.003-2014 Шум. Общие требования безопасности.
24. СанПиН 1.2.3685-21 Гигиенические нормативы и требования к обеспечению безопасности и/или безвредности для человека факторов среды обитания.
25. ГОСТ 12.3.033-84 Строительные машины. Общие требования безопасности при эксплуатации.
26. ГОСТ 12.2.062-81 Оборудование производственное. Ограждения защитные.
27. РД 153-39.4-067-04 Методы ремонта дефектных участков действующих магистральных нефтепроводов.
28. СП 75.13330.2011 Технологическое оборудование и технологические трубопроводы.
29. ГОСТ 12.4.011-89 Средства защиты работающих. Общие требования и классификация.
30. ГОСТ 12.1.019–79 Электробезопасность. Общие требования и номенклатура видов защиты.

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

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

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

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

34. СНиП 12-03-2001 Безопасность труда в строительстве. Часть 1. Общие требования;

35. СНиП 12-04-2002 Безопасность труда в строительстве. Часть 2. Строительное производство.

36. СТО Газпром 2-2.2-136-2007 Инструкция по технологиям сварки при строительстве и ремонте МГ. Часть I.4.1.1.

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	Список используемой литературы	Лист
						98