

**«НАЦИОНАЛЬНЫЙ ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ
ТОМСКИЙ ПОЛИТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ»**

Инженерная школа природных ресурсов (ИШПР)

Направление подготовки (специальность) 21.03.01 «Нефтегазовое дело»

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

Отделение школы Отделение нефтегазового дела

ВЫПУСКНАЯ КВАЛИФИКАЦИОННАЯ РАБОТА БАКАЛАВРА

Тема работы
Организация производства работ по ремонту участка магистрального газопровода "Парабель – Кузбасс-2"

УДК 622.691.4.053-049.32

Студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б92	Павлюк Матвей Евгеньевич		

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		

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		

ПЛАНИРУЕМЫЕ РЕЗУЛЬТАТЫ ОСВОЕНИЯ ООП

По основной образовательной программе подготовки бакалавров

По направлению 21.03.01 «Нефтегазовое дело»

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

Направление подготовки (специальность) 21.03.01 «Нефтегазовое дело»
Профиль «Эксплуатация и обслуживание объектов транспорта и хранения нефти, газа и продуктов переработки»
Уровень образования бакалавриат
Отделение нефтегазового дела

УТВЕРЖДАЮ:
 Руководитель ООП ОНД ИШПР
 _____ Чухарева Н.В.
 (Подпись) (Дата) (Ф.И.О.)

ЗАДАНИЕ
на выполнение выпускной квалификационной работы

В форме:

бакалаврской работы

Студенту:

Группа	ФИО
2Б92	Павлюк Матвей Евгеньевич

Тема работы:

Организация производства работ по ремонту участка магистрального газопровода "Парабель – Кузбасс-2"	
Утверждена приказом директора (дата, номер)	09.02.2023 г. № 40-7/с

Срок сдачи студентом выполненной работы:	_31.05.2023 г.
--	----------------

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:

Исходные данные к работе	<ol style="list-style-type: none"> 1. Объект исследования – участок МГ “Парабель-Кузбасс 2”. 2. Диаметр – 1020 мм. 3. Толщина стенки – 12 мм. 4. Рабочее давление – 5,4 Мпа. 5. Способ прокладки – подземный. 6. Транспортируемая среда – природный газ. 7. Сталь газопровода – 17Г1СУ.
Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов	<ol style="list-style-type: none"> 1. Оценка технического состояние участка МГ “Парабель-Кузбасс 2”. 2. Обоснование метода ремонта дефектного участка МГ “Парабель-Кузбасс 2”. 3. Исследование дефекта потери металла в зоне проведения ремонта. 4. Организация производства работ по ремонту участка магистрального газопровода "Парабель – Кузбасс-2".

Перечень графического материала	1. Графики. 2. Диаграммы. 3. Рисунки. 4. Таблицы.
Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы	
Раздел	Консультант
«Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»	Рыжакина Татьяна Гавриловна Доцент (ОСГН, ШБИП), к.э.н.
«Социальная ответственность»	Гуляев Милий Всеволодович Старший преподаватель
Названия разделов, которые должны быть написаны на русском и иностранном языках: реферат	

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

Задание выдал руководитель:

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

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б92	Павлюк М. Е.		07.02.2023 г.

ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ»

Студенту:

Группа	ФИО
2Б92	Павлюк Матвей Евгеньевич

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

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

Расчет эксплуатационных затрат на ремонт участка магистрального газопровода методом замены “катушки”.	Расчет затрат на проведение организационно-технических мероприятий по ремонту участка магистрального газопровода методом замены “катушки” «Парабель-Кузбасс-2» на 86173 км.
---	---

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

1. Расчёт затрат на строительные машины, оборудование и материалы.	Определение необходимых машин, оборудования и материалов, расчёт их количества и цены, приближенной к рыночной.
2. Расчёт затрат на оплату труда сотрудникам.	Планирование длительности работ, количества рабочих и необходимые профессии для ремонта газопровода. Учёт социальных отчислений.
3. Расчёт прочих затрат и изображение структуры всех затрат.	Составление сметной стоимости проведенных работ

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику	03.02.2023
--	------------

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Рыжакина Т.Г.	к.э.н.		03.02.2023

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б92	Павлюк М. Е.		03.02.2023

**ЗАДАНИЕ К РАЗДЕЛУ
«СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»**

Обучающемуся:

Группа	ФИО
2Б92	Павлюк Матвей Евгеньевич

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

Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:

<p>Введение</p> <ul style="list-style-type: none"> – Характеристика объекта исследования (вещество, материал, прибор, алгоритм, методика) и области его применения 	<p><i>Объект исследования:</i> участок магистрального газопровода. <i>Область применения:</i> линейная часть магистрального газопровода «Парабель-Кузбасс-2» на 0-110 км. <i>Рабочей зоной</i> при производстве работ является по- левые условия. Работы производятся в дневное время суток.</p>
<p>Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:</p>	
<p>1. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности при эксплуатации:</p> <ul style="list-style-type: none"> – специальные (характерные при эксплуатации объекта исследования, проектируемой рабочей зоны) правовые нормы трудового законодательства; – организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны. 	<ul style="list-style-type: none"> – Трудовой кодекс №197-ФЗ (с изм. и доп., вступ. в силу с 16.12.2019); – ПБ 08624-03 Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности; – СТО Газпром 2-2.3-231-2008 «Правила производства работ при капитальном ремонте магистральных газопроводов ОАО «Газпром»»; – СТО Газпром 2-2.2-136-2007 «Инструкция по технологиям сварки при строительстве и ремонте промысловых и магистральных газопроводов» часть I; – СТО Газпром 2-2.3-137-2007 «Инструкция по технологиям сварки при строительстве и ремонте промысловых и магистральных газопроводов» часть II; –
<p>2. Производственная безопасность при эксплуатации:</p> <ul style="list-style-type: none"> – Анализ потенциальных вредных и опасных производственных факторов – Обоснование мероприятий по снижению их воздействия 	<p>Вредные факторы:</p> <ol style="list-style-type: none"> 1. Производственные факторы, связанные с аномальными микроклиматическими параметрами воздушной среды на местонахождении работающего; 2. Повышенная запыленность и загазованность воздуха рабочей зоны;

	<p>3. Повышенный уровень шума и вибрации;</p> <p>4. Отсутствие или недостаток необходимого искусственного освещения.</p> <p>Опасные факторы:</p> <ol style="list-style-type: none"> 1. Пожаро - и взрывоопасность; 2. Движущиеся машины и механизмы производственного оборудования (в том числе грузоподъемные); 3. Производственные факторы, связанные с электрическим током (электрическая дуга и металлические искры при сварке).
<p>3. Экологическая безопасность при эксплуатации:</p>	<p>Вредное воздействие на окружающую среду при капитальном ремонте газопровода:</p> <ol style="list-style-type: none"> 1. Потери растительного слоя при прокладке временных дорог, при разработке котлована, при складировании материалов; 2. Загрязнение воздушного бассейна; 3. Негативные воздействия на водные объекты.
<p>4. Безопасность в чрезвычайных ситуациях при эксплуатации:</p>	<p>Возможные ЧС: пожары, наводнения, аварии техногенного характера. Наиболее типичная ЧС: взрыв на газопроводе.</p>

Дата выдачи задания для раздела 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 М.В.			

Задание принял к исполнению обучающийся:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б92	Павлюк Матвей Евгеньевич		20.05.2023



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

**«НАЦИОНАЛЬНЫЙ ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ
ТОМСКИЙ ПОЛИТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ»**

Инженерная школа природных ресурсов (ИШПР)

Направление подготовки (специальность) 21.03.01 «Нефтегазовое дело»

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

Уровень образования бакалавриат

Отделение нефтегазового дела

Период выполнения весенний семестр 2023 учебного года

Форма представления работы:

бакалаврская работа

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

Срок сдачи студентом выполненной работы:

Дата контроля	Название раздела (модуля) / вид работы (исследования)	Максимальный балл раздела (модуля)
07.02.2023	<i>Введение</i>	5
28.02.2023	<i>Обзор литературы</i>	10
15.03.2023	<i>Характеристика объекта ремонта</i>	5
18.03.2023	<i>Общие сведения по внутритрубной диагностике</i>	10
27.03.2023	<i>Расчёт толщины стенки газопровода</i>	10
14.04.2023	<i>Исследование дефекта потери металла в зоне проведения ремонта</i>	15
05.05.2023	<i>Разработка мероприятий по проведению ремонта заменой “катушки” газопровода “Парабель-Кузбасс 2”</i>	10
04.05.2023	<i>Финансовый менеджмент</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	Чухарева Н.В.	к.х.н., доцент		07.02.2023

Согласовано:

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

РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа по теме «Организация производства работ по ремонту участка магистрального газопровода «Парабель-Кузбасс-2»» содержит 98 с., 43 рис., 27 табл., 37 источников, 3 приложения.

Ключевые слова: магистральный газопровод, капитальный ремонт магистрального газопровода, дефектоскопия, дефект сварного соединения, деградация металла.

Объектом исследования является участок магистрального газопровода «Парабель-Кузбасс-2» с дефектом аномалии сварного шва.

Цель работы: разработка мероприятий по организации производства работ при проведении капитального ремонта участка магистрального газопровода "Парабель – Кузбасс-2".

Предметом исследования является проведение ремонтных работ участка магистрального газопровода методом врезки катушки.

В результате исследования проведен анализ нормативно-технической документации и литературных источников по вопросам оценки технического состояния и проведения ремонта магистральных газопроводов; проведена оценка технического состояния участка магистрального газопровода «Парабель-Кузбасс-2»; произведен расчёт толщины стенки магистрального газопровода; обоснован метод ремонта для участка магистрального газопровода; проведено исследование дефекта потери металла в зоне проведения ремонта, разработаны мероприятия по проведению капитального ремонта участка магистрального газопровода «Парабель-Кузбасс-2», подобраны необходимое оборудование и машины; произведен финансовый менеджмент и описана социальная ответственность.

					<i>Организация производства работ по ремонту участка магистрального газопровода «Парабель-Кузбасс 2»</i>			
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>				
<i>Разраб.</i>		<i>Павлюк М. Е.</i>			<i>Реферат</i>	<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Руквод.</i>		<i>Гончаров Н.В.</i>					10	96
<i>Рук. ДОП.</i>		<i>Чухарева Н.В.</i>				<i>Отделение нефтегазового дела, группа 2Б92</i>		

ABSTRACT

The final qualifying work on the topic "Organization of work on the repair of the section of the main gas pipeline "Parabel-Kuzbass-2"" contains 96 pages, 43 figures, 27 tables, 37 sources, 3 appendices.

Keywords: main gas pipeline, overhaul of the main gas pipeline, flaw detection, weld joint defect, metal degradation.

The object of the study is a section of the main gas pipeline "Parabel-Kuzbass-2" with a defect of the weld anomaly.

The purpose of the work is to develop measures for the overhaul of the section of the main gas pipeline "Parabel – Kuzbass–2".

The subject of the study is the repair work of a section of the main gas pipeline by tapping the coil.

As a result of the study, the analysis of normative and technical documentation and literature sources on the assessment of the technical condition and repair of main gas pipelines was carried out; the technical condition of the section of the main gas pipeline "Parabel-Kuzbass-2" was assessed; the wall thickness of the main gas pipeline was calculated; the repair method for the section of the main gas pipeline was justified; a study of the metal loss defect in the repair area was carried out, measures were developed to carry out major repairs of the section of the main gas pipeline "Parabel-Kuzbass-2", the necessary equipment and machines were selected; financial management was calculated and social responsibility was described.

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

Определения, сокращения

Определения:

В данной работе применены следующие термины с соответствующими определениями:

магистральный газопровод: комплекс производственных объектов, обеспечивающих транспорт природного или попутного нефтяного газа, в состав которого входят одноконтурный газопровод, компрессорные станции, участки с лупингами, переходы через водные преграды, запорная арматура, камеры приема и запуска очистных устройств.

техническое состояние: совокупность подверженных изменению в процессе производства или эксплуатации свойств объекта, характеризующихся в определенный момент времени признаками и значениями параметров, установленных технической документацией

внутритрубная диагностика: техническое диагностирование с использованием внутритрубных дефектоскопов.

одиночный дефект: дефект, не взаимодействующий с соседними дефектами и рассматриваемый при оценке работоспособности участка газопровода изолированно от других дефектов

катушка: часть трубы, ввариваемая в газопровод с помощью двух кольцевых стыков либо вырезаемая из газопровода.

контролируемая шлифовка: метод ремонта трубы, заключающийся в сошлифовке дефектов с контролем их остаточной глубины в процессе ремонта, а также контролем результатов ремонта, включая подтверждение устранения дефектов и определение размеров образовавшихся сошлифованных зон.

ширина дефекта: наибольший размер дефекта в окружном направлении.

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

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

временное герметизирующее устройство (ВГУ): резиновый шар или другое устройство, применяемое при проведении огневых работ для временной локализации участка проведения огневых работ

					Организация производства работ по ремонту участка магистрального газопровода «Парабель-Кузбасс 2»			
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата				
Разраб.		Павлюк М. Е.			Определения, сокращения	Лит.	Лист	Листов
Руквод.		Гончаров Н.В.					12	98
Рук. ДОП.		Чухарева Н.В.				Отделение нефтегазового дела, группа 2Б92		
		.						

Сокращения:

В данной работе применены следующие сокращения:

МГ – магистральный газопровод;

ВГУ – внутренне герметизирующее устройство;

ВИП – внутритрубный инспекционный прибор;

КС – компрессорная станция;

ЛВЖ – легко воспламеняющаяся жидкость;

НКПВ – нижний концентрационный предел воспламенения;

РД – руководящий документ;

СИЗ – средства индивидуальной защиты;

СОГ – сухой отбензиненый газ;

СП – свод правил;

СТО – стандарт организации;

УГВ – уровень грунтовых вод;

ФНП – федеральные нормы и правила;

ДДК – дополнительный диагностический контроль

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

Оглавление

Введение	17
1 Общие сведения и характеристика МГ «Парабель-Кузбасс-2».....	20
1.1 Характеристика МГ «Парабель-Кузбасс-2» и эксплуатирующего предприятия.....	20
1.2 Характеристика и компонентный состав транспортируемой среды	23
1.3 Краткая характеристика района расположения МГ «Парабель-Кузбасс-2»	24
2 Оценка технического состояния МГ «Парабель-Кузбасс 2»	26
2.1 Общие сведения по проведению внутритрубной диагностики	26
2.2 Методика назначения категории опасности дефекта	27
2.3 Анализ результатов внутритрубной диагностики	28
3. Расчет на прочность МГ «Парабель-Кузбасс-2».	31
3.1 Расчет толщины стенки газопровода.....	31
3.2 Прочностной расчет толщины стенки.....	33
4 Обоснование метода ремонта дефектного участка на МГ «Парабель-Кузбасс-2».....	35
4.1 Обзор методов капитального ремонта МГ.....	35
4.2 Исходные данные для обоснования метода проведения ремонта	35
4.3 Методика обоснования необходимости и метода проведения ремонта.	36
5 Исследование дефекта потери металла в зоне проведения ремонта	40
5.1 Влияние дефекта потери металла в результате коррозии на деградацию металла трубы магистрального трубопровода в области дефекта	40
5.2 Определение допустимости размеров дефекта потери металла в результате коррозии.....	47
6 Мероприятия по проведению ремонта заменой «катушки»	53

					<i>Организация производства работ по ремонту участка магистрального газопровода «Парабель-Кузбасс 2»</i>			
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>				
<i>Разраб.</i>		<i>Павлюк М. Е.</i>			<i>Оглавление</i>	<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Руковод.</i>		<i>Гончаров Н.В.</i>					14	98
<i>Рук. ДОП.</i>		<i>Чухарева Н.В.</i>				<i>Отделение нефтегазового дела, группа 2Б92</i>		

6.1 Состав работ на устранение дефекта.....	53
6.2 Мероприятия по проведению земляных работ	55
6.3 Мероприятия по подготовке к проведению огневых работ	56
6.4 Гидравлические испытания трубы для катушки	57
6.5 Технология ведения огневых работ	58
6.6 Мероприятия по размагничиванию соединений перед сваркой.....	63
6.7 Мероприятия по противокоррозионной изоляции	64
6.8 Основные средства механизации и оборудование применяемое при производстве работ	64
7. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение ..	72
7.1 Затраты на строительные машины, оборудование и материалы	72
7.2 Затраты на оплату труда сотрудников	74
7.3 Прочие затраты.....	75
8. Социальная ответственность	77
8.1 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности	77
8.1.1 Специальные (характерные для рабочей зоны исследователя) правовые нормы трудового законодательства	77
8.1.2 Организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны	77
8.2 Производственная безопасность	78
8.2.1 Анализ потенциально опасных производственных факторов и мероприятия по их устранению	79
8.2.2 Анализ потенциально вредных производственных факторов и мероприятия по их устранению	83
8.3 Экологическая безопасность	87
8.3.1 Потери растительного слоя при прокладке временных дорог, при разработке котлована, при складировании материалов	87
8.3.2 Загрязнение воздушного бассейна.....	89
8.3.3. Негативные воздействия на водные объекты.....	89
8.4 Безопасность в чрезвычайных ситуациях.....	90
ЗАКЛЮЧЕНИЕ	92

Список использованных источников	93
ПРИЛОЖЕНИЕ А	96
ПРИЛОЖЕНИЕ Б.....	97
ПРИЛОЖЕНИЕ В	98

Таблица 1 – Распределение аварий магистральных трубопроводов по годам

Объекты	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
Газопроводы	9	14	16	9	8	10	9	5	10	4	8
Нефтепроводы	2	2	6	2	0	1	2	0	2	3	3

Большая часть газотранспортной системы России была построена в 70-80-е годы XX века, и на данный момент износ основных фондов по линейной части превышает более половины.

Несмотря на то, что подземные газопроводы, работающие при нормальных режимах, могут находиться в удовлетворительном состоянии в течение нескольких десятилетий благодаря систематическому контролю и своевременной ликвидации дефектов, проведенный анализ аварийности показал, что более 57% аварий на магистральных газопроводах произошли в результате коррозии стенок труб. (таблица 2).

Таблица 2 – Распределение по видам аварий на объектах МГ

№	Причина	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	всего	доля
1	Конструктивные недостатки (брак изделия)	0	0	3	1	0	0	0	1	0	5	5,6%
2	Брак строительства/ изготовления	2	2	6	3	0	0	3	0	0	16	17,8%
3	Коррозия металла трубы (КРН)	6	5	6	2	6	8	6	4	9	52	57,8%
4	Ошибочные действия персонала при эксплуатации	0	1	0	0	1	0	0	0	0	2	2,2%
5	Износ оборудования	0	1	0	0	0	0	0	0	0	1	1,1%
6	Воздействие стихийных явлений природного происхождения	0	1	0	0	0	0	0	0	0	1	1,1%
7	Механическое воздействие	1	4	1	3	1	2	0	0	1	13	14,4%
ИТОГО:		9	14	16	9	8	10	9	5	10	90	

Статистика также показывает, что наибольшее число аварий происходит на газопроводах с эксплуатация которых превышает 13 лет. Это подтверждает необходимость своевременной оценки технического состояния и проведения ремонтов магистральных газопроводов, срок эксплуатации которых велик.

Таблица 3 – Распределение аварий МГ по срокам эксплуатации

Диаметр газопровода, мм	Всего аварий	В том числе по срокам эксплуатации, %				
		менее 3 лет	от 3 до 8 лет	от 8 до 13 лет	от 13 до 20 лет	более 20 лет
1420	100,0 %	33,3	44,4	16,7	2,8	2,8
1220	100,0 %	7,8	17,2	46,9	26,6	1,5
1020	100,0 %	6,6	21,0	43,4	22,4	6,6
820	100,0 %	6,7	0	10,0	40,0	43,3
720	100,0 %	21,0	21,0	16,1	9,7	32,2
529	100,0 %	16,4	14,5	16,4	30,9	21,8
менее 500	100,0 %	17,3	21,0	14,8	17,3	29,6

Целью данной работы является разработка мероприятий по организации производства работ при проведении капитального ремонта участка магистрального газопровода "Парабель – Кузбасс-2".

Исходя из цели работы, выведены следующие задачи:

- проанализировать нормативно-техническую документацию по предмету исследования,
- оценить технического состояния участка МГ «Парабель-Кузбасс-2»,
- рассчитать участок МГ на прочность,
- выбрать и обосновать метод ремонта рассматриваемого участка МГ,
- провести исследование дефекта потери металла в зоне проведения ремонта
- разработать мероприятия по проведению капитального ремонта участка магистрального газопровода «Парабель-Кузбасс-2»,
- произвести финансовый менеджмент,
- описать социальную ответственность.

					<i>Введение</i>	<i>Лист</i>
						19
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		

1 Общие сведения и характеристика МГ «Парабель-Кузбасс-2»

Магистральный газопровод «Парабель-Кузбасс-2» является одним из связующих звеньев Нижневартовского газоперекачивающего завода и других поставщиков газа с потребителями на территории Томской и Кемеровской областей, а также Алтайского края. Необходимость в данном газопроводе появилась, так как на Кузбассе активно развита металлургическая и химическая области, а на нефтяных месторождениях Западной Сибири попутный газ сжигали в факелах. Протяжённость трубопровода «Парабель-Кузбасс» составляет 714 километров.

1.1 Характеристика МГ «Парабель-Кузбасс 2» и эксплуатирующего предприятия

					<i>Организация производства работ по ремонту участка магистрального газопровода «Парабель-Кузбасс 2»</i>			
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>				
<i>Разраб.</i>		<i>Павлюк М. Е.</i>			<i>Общие сведения и характеристика МГ «Парабель-Кузбасс-2»</i>	<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Руковод.</i>		<i>Гончаров Н.В.</i>					20	98
<i>Рук. ДОП.</i>		<i>Чухарева Н.В.</i>				<i>Отделение нефтегазового дела, группа 2Б92</i>		

для технологического присоединения потребителей газа» 1 ГРС, сведения о закрытых ГРС представлены в таблице 1.1.

Таблица 1.1 – Сведения о “закрытых” ГРС в Томской области

Вместе с тем по 22 ГРС отмечено наличие ограничений на входе по причине ограничений пропускной способности технологически связанной линейной части магистрального газопровода, сведения о которых представлены в таблице 1.2.

					<i>Общие сведения и характеристика МГ «Парабель-Кузбасс 2»</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		<i>21</i>

На территории Кемеровской области деятельность по транспортировке газа осуществляют три линейных производственных управления магистральных газопроводов ООО «Газпром трансгаз Томск» (далее – Общество) – Юргинское, Кемеровское и Новокузнецкое ЛПУМГ. Основной задачей данных подразделений является обеспечение бесперебойной поставки природного газа потребителям Кемеровской области. Основными потребителями являются химическая, металлургическая и цементная промышленность.

Общая протяженность магистральных газопроводов и газопроводов-отводов, проходящих по территории Кемеровской области составляет 716,6 км и включает в себя:

					<i>Общие сведения и характеристика МГ «Парабель-Кузбасс 2»</i>	<i>Лист</i>
						22
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		

Таблица 1.3 – Основные показатели газотранспортной системы в Кемеровской области

1.2 Характеристика и компонентный состав транспортируемой среды

Транспортируемой средой МГ «Парабель-Кузбасс 2» природный газ, температура газа на выходе с КС плюс 34°С. Изменение температуры газа по трассе зависит от технологических параметров транспорта газа и от свойств грунта: теплоемкости, теплопроводимости, влажности, пористости, типа грунта, колебаний температуры грунта.

Товарный газ на выходе с КС имеет точку росы по влаге при давлении 55 кгс/см² минус 10°С с мая по сентябрь; минус 40°С с октября по апрель. Точка росы по углеводородам при давлении 55 кгс/см² минус 5°С с мая по сентябрь; минус 10°С с октября по апрель. В нормальном режиме КС условия гидратообразования отсутствуют, и подача ингибитора не требуется.

					<i>Общие сведения и характеристика МГ «Парабель-Кузбасс 2»</i>	<i>Лист</i>
						23
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		

На случай возникновения непредвиденных аварийных ситуаций, которые могут привести к образованию гидратных пробок, предусматривается подача метанола в газопровод на выходе с КС месторождений, а также в районе перехода через реку Парабель, где устанавливается емкость подачи метанола в основную и резервную нитки.

При условно принятом максимально влагосодержании товарного газа на выходе с КС расход метанола для предотвращения гидратообразования составит 0.13 м³/час от проектной производительности газопровода.

Компонентный состав транспортируемого СОГ приведен в таблице 1.4.

Таблица 1.4 – Компонентный состав транспортируемого газа

Наименование	% от объема
Метан	87.891
Этан	5.451
Пропан	3.993
Азот	0.601
н-Бутан	0.773
и-Бутан	0.594
Двуокись углерода	0.487
изо-Пентан	0.112
н-Пентан	0.083
Гексан	0.013
Гептан	0.002

1.3 Краткая характеристика района расположения МГ

Газопровод пролегает в Кемеровской и Томской областях, относится к левобережью р. Оби и пролегает в пределах Васюганской равнины [3]. Характерен равнинный рельеф с высотами от 97 до 120 м. Равнина сильно заболочена. Естественные грунты представлены суглинками, песками, глинами и супесями. В районе газопровода преобладают супесчано-суглинистые отложения. Вследствие сурового климата, распространена сезонная мерзлота с глубиной от 0,5 – 0,6 м (на обводненных торфяниках) для 1,2 – 2,5 м (на хорошо дренированных участках). Заболоченность в среднем составляет 30%. Средняя мощность торфяной залежи 1,7 – 2,7 м.

Континентально-циклонический, суровый. Среднегодовая температура от -1,5 до -2,8 °С. Средняя температура января -20,8 °С, а средне июльская +17 °С. Абсолютный минимум температуры - 55°С, а абсолютный максимум +37°С. Годовое количество осадков около 460 мм, большая часть их выпадает в теплый период года.

Устойчивый снежный покров образуется в среднем в последнюю декаду октября, а разрушается 24 – 25 апреля. Отклонения составляют 20 дней. Во все сезоны года господствуют юго-западные ветры, а летом и во второй половине весны характерны северо-западные. Среднегодовые

скорости ветра по ближайшим метеостанциям (Старица и Парабель) составляют от 3,1 до 3,9 м/с. Наибольшие средние месячные скорости ветра характерны для весны и осени 3,3 – 4,7 м/с.

К опасным погодным явлениям в районе газопровода относятся обильные (более 30 мм/сутки) и продолжительные осадки, низкие температуры (менее 30 °С), сильные (со скоростью от 15 до 20 м/с) и штормовые (со скоростью более 20 м/с) ветры, метели, заморозки, туман и др.

Основная масса обильных осадков выпадает в теплое время года, преимущественно с июня по август. Средняя непрерывная продолжительность обильных дождей составляет 8-10 ч. Обильные дожди случаются в среднем 1 раз в 2 года.

Число дней с сильными и штормовыми ветрами составляет 10 – 15 дней в году. Средняя непрерывная продолжительность сильных ветров составляет 2 – 8 ч. Штормовые ветры случаются практически во все месяцы года.

Число дней с метелями, которые наносят существенный урон транспортному сообщению, составляет от 20 до 50 с суммарной продолжительностью от 200 до 400 ч.

Понижение температуры ниже -30°С отмечается с ноября по март и составляет 30 – 40 дней. Средняя продолжительность безморозного периода от 65 до 90 дней.

В районе газопровода среднее число дней в году с туманами составляет 20 – 30, а грозами от 25 до 30.

					Общие сведения и характеристика МГ «Парабель-Кузбасс 2»	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		25

2 Оценка технического состояния МГ «Парабель-Кузбасс 2»

2.1 Общие сведения по проведению внутритрубной диагностики

Эксплуатационная надежность трубопровода определяется его способностью сохранять в установленных пределах все параметры, необходимые для перекачки продукта в заданных режимах и условиях эксплуатации, включая техническое обслуживание и ремонт. Это свойство оценивается по системе объективных критериев, определяющих работоспособность трубопровода в процессе эксплуатации.

Для выявления дефектов проводится внутритрубная диагностика, которая обнаруживает дефекты изготовления труб, строительства трубопровода и эксплуатации, включая коррозию и усталостные трещины. Повторная диагностика проводится каждые 3-5 лет, чтобы оценить интенсивность и скорость коррозии и узнать, когда требуется замена дефектного участка трубы.

Под воздействием малоцикловых нагрузок, вызванных пусками, остановками и переменаами режима работы МГ происходит проявление скрытых дефектов, приводящих к потере прочности трубы. Мониторинг появления дефектов производится с целью их выявления до наступления критичного состояния трубопровода. С целью повышения надежности ведется плановое устранение обнаруженных и предсказуемых недостатков с учетом их опасности.

До 1995 года модернизация трубопроводной системы нефти и газа в России выполнялась методом сплошной замены трубы и изоляции. На государственные средства, выделяемые для этих целей, удавалось проводить восстановление до 1,5% протяженности трасс. В результате возникла реальная угроза возникновения аварий на магистральных с длительными сроками эксплуатации, очередь на восстановление которых не подошла. С началом программы планомерной внутритрубной диагностики МГ, появилась возможность выявлять дефекты в стенке трубопроводов с указанием их четкого положения, оценивать угрозу, производить выборочный ремонт участков МГ, разрабатывать мероприятия по профилактике. Это привело к значительному снижению аварийности на МГ.

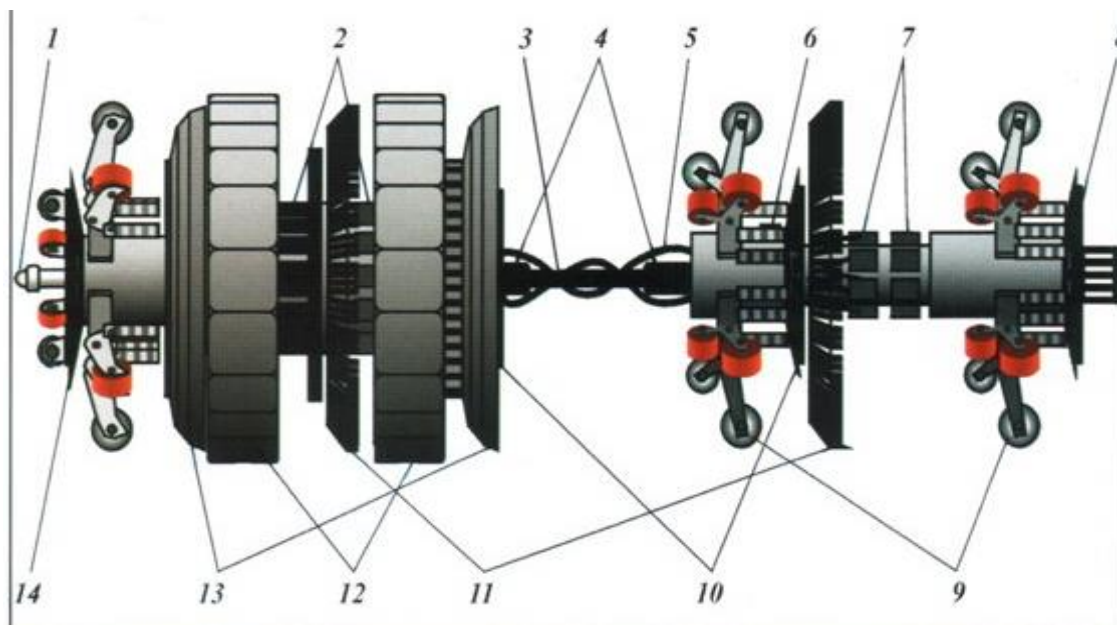
Для оценки технического состояния магистральных трубопроводов по итогам внутритрубной диагностики была принята 4-х уровневая система диагностирования.

Для внутритрубной диагностики магистральных газопроводов применяется метод магнитной дефектоскопии с применением магнитных дефектоскопов. Которые позволяют обнаруживать и оценивать следующие виды дефектов: дефекты геометрии; дефекты потери металла; поперечные

					<i>Организация производства работ по ремонту участка магистрального газопровода «Парабель-Кузбасс 2»</i>			
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>				
<i>Разраб.</i>		<i>Павлюк М. Е.</i>			<i>Оценка технического состояния МГ «Парабель-Кузбасс 2»</i>	<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Руковод.</i>		<i>Гончаров Н.В.</i>					26	98
<i>Рук. ДОП.</i>		<i>Чухарева Н.В.</i>				<i>Отделение нефтегазового дела, группа 2Б92</i>		

трещины в теле трубы и сварных швах; расслоения с выходом на поверхность; дефекты поперечных сварных швов; смещения поперечных сварных швов; недопустимые ремонтные конструкции и методы ремонта.

При проведении внутритрубной диагностики МГ «Парабель-Кузбасс 2» применялся магнитный дефектоскоп типа MFL (Magnetic Flux Leakage). Основные элементы его конструкции приведены на рисунке 2.1.



1- «грибок»; 2, 7 – блоки внешней электроники; 3 – буксировочная тяга; 4 – универсальные шарниры; 5 – соединительные кабели; 6 – датчик дифференциального давления; 8, 10, 14 – такелажные кольца; 9 – поддерживающие колеса; 11 – кольца датчиков; 12 – постоянные магниты со щетками; 13 – полиуретановые манжеты

Рисунок 2.1 – Конструкция магнитного дефектоскопа типа MFL

2.2 Методика назначения категории опасности дефекта

В соответствии со стандартом [25], выявленные аномалии разделены на три категории опасности: первая категория включает дефекты, требующие немедленного внешнего обследования, так как трубопровод находится в предаварийном состоянии; вторая категория включает дефекты, которые подлежат внешнему обследованию в рамках плановых мероприятий, так как эти аномалии могут привести к аварии; третья категория включает аномалии, которые допустимы для эксплуатации без проведения обследования и не должны привести к аварии до следующей инспекции.

Для определения категории опасности дефекта используются нормативные документы

- СТО Газпром 2-2.3-1050-2016 [30]; СТО Газпром 2-2.3-112 [5],
- инструкция по оценке дефектов труб и соединительных деталей при ремонте и диагностировании магистральных газопроводов [4],

					Оценка технического состояния МГ «Парабель-Кузбасс 2»	Лист
						27
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

- СТО Газпром 2-2.3-173-2007 [6],
- Р Газпром 2-2.3-620-2011 [31],
- Рекомендации по оценке прочности и устойчивости эксплуатируемых МГ и трубопроводов КС [32].

2.3 Анализ результатов внутритрубной диагностики

По результатам внутритрубной диагностики в июне-октябре 2020 года был обнаружен различные аномалии, некоторые из которых представлены на рисунке 2.2:

Рисунок 2.2 – Окончательный отчет аномалий по результатам внутритрубной диагностики

Также на дистанции 86173,8 м с начала проведения внутритрубной диагностики в районе дефекта аномалии сварного шва было проведено дополнительное обследование аномалии трубы. Контроль был проведен в соответствии с заявкой Томского ЛПУМГ (Чажемтовской ПП), согласно “инструкции по оценке дефектов труб и соединительных деталей при ремонте и диагностировании магистральных газопроводов (утв. 05.09.2013 г.)”.

Параметры аномалий представлено в таблице 2.1 и 2.2:

					Оценка технического состояния МГ «Парабель-Кузбасс 2»	Лист
						28
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Таблица 2.1 – Параметры аномалии №1

Таблица 2.2 – Параметры аномалии №2

Приборы, использованные при дополнительном обследовании, представлены в таблице 2.3:

Таблица 2.3 – Приборы, использованные при дополнительном обследовании

№ п/п	Наименование	Тип	Зав. №
1	Комплект ВИК	«Аршин»	1885
2	Ультразвуковой толщиномер	Толщиномер ультразвуковой DM 4E	016CFV

По результатам визуального и измерительного контроля обнаружено смещение кромок протяженностью 1500 мм и 1100 мм, максимальная

величина смещения составляет 5 мм и 3 мм соответственно. По результатам ультразвуковой толщинометрии минимальная толщина стенки в околошовной зоне составляет 11,5 мм. По результатам радиографического контроля в зоне смещения обнаружены недопустимые внутренние дефекты.

На основании 2 уровня оценки согласно табл. 7.1 СТО Газпром 2-2.4-715-2013 "Методика оценки работоспособности кольцевых сварных соединений магистральных газопроводов" данный участок магистрального газопровода подлежит ремонту.

					Оценка технического состояния МГ «Парабель-Кузбасс 2»	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		30

3 Расчет на прочность МГ «Парабель-Кузбасс 2»

3.1 Расчет толщины стенки газопровода

Расчет толщины стенки МГ производится согласно СП 36.13330.2012 [2].

Исходные данные для расчета толщины стенки газопровода:

- диаметр = 1020 мм;
- марка стали труб – 17Г1СУ;
- p – проектное рабочее давление, $p = 5,4$ МПа;
- R^H – нормативное сопротивление растяжению металла трубы, 510 МПа;
- R^H – нормативное сопротивление сжатию металла трубы, 360 МПа;
- категория участка трубопровода IV;
- m – коэффициент условий работы трубопровода, $m = 0,9$;
- k_1 – коэффициент надежности по материалу, $k_1 = 1,34$;
- k_n – коэффициент надежности по назначению трубопровода, принимаемый по таблице [2], $k_n = 1$;
- k_2 – коэффициент надежности по материалу, принимаемый по таблице 10, $k_2 = 1,15$;
- n – коэффициент надежности по нагрузке - внутреннему рабочему давлению в трубопроводе, принимаемый по таблице 14 [2], $n = 1,1$;
- $\Delta t = 40$ – расчетный температурный перепад.

Расчетное сопротивление растяжению металла трубы определяется по формуле (4.1):

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

$$R_1 = \frac{510 \cdot 0.9}{1.34 \cdot 1} = 342 \text{ МПа}$$

где R_1^H - нормативное сопротивления растяжению (сжатию) металла труб, принимается равным минимальному значению временного сопротивления (предела прочности), МПа;

m – коэффициент условий работы трубопровода по таблице 1[2];

k_1, k_n – коэффициенты надежности, соответственно, по материалу и по назначению трубопровода, принимаемые по таблицам 10, 11[2].

					Организация производства работ по ремонту участка магистрального газопровода «Парабель-Кузбасс 2»			
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата				
Разраб.		Павлюк М. Е.			Расчет на прочность МГ «Парабель-Кузбасс 2»	Лит.	Лист	Листов
Руквод.		Гончаров Н.В.					31	98
Рук. ДОП.		Чухарева Н.В.				Отделение нефтегазового дела, группа 2Б92		
		.						

Толщину стенки трубопровода δ , мм, рассчитываем по формуле (3.2):

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

$$\delta = \frac{1,1 \cdot 5,4 \cdot 1,020}{2 \cdot (342 + 1,1 \cdot 5,4)} = 0,0087$$

где n – коэффициент надежности по нагрузке, равен внутреннему рабочему давлению в трубопроводе, принимаемый по таблице 14[2], $n = 1$;

p – рабочее давление, МПа;

D_n – наружный диаметр трубы, мм;

R_1 – расчетное сопротивление растяжению металла труб, МПа;

ψ_1 – коэффициент, учитывающий двухосное напряженное состояние труб.

Продольное осевое сжимающее напряжение, МПа. рассчитывается по формуле (3.3):

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

$$\sigma_{np.N} = -0,000012 \cdot 210000 \cdot 40 + 0,3 \cdot \frac{1,1 \cdot 5,4 \cdot 0,996}{2 \cdot 0,012} = -26,85 \text{ МПа}$$

где α – коэффициент линейного расширения металла трубы по таблице 13 СП 36.13330.2012 $\alpha = 1,2 \cdot 10^{-5}$ град $^{-1}$;

E – переменный параметр упругости (модуль Юнга) по таблице 13 [2] $E = 2,1 \cdot 10^5$ МПа;

μ – переменный коэффициент поперечной деформации стали (коэффициент Пуассона), по таблице 13 [2] $\mu = 0,3$;

Δt – температурный перепад, $^{\circ}\text{C}$, $\Delta t = t_3 - t_f$;

$n = 1,1$ – коэффициент надежности по нагрузке для газопроводов по таблице 14 [2];

$p = 5,4$ МПа по исходным данным;

$D_{вн}$ – диаметр внутренний, мм, с толщиной стенки δ_n , принятой в первом приближении, $D_{вн} = D_n - 2 \cdot \delta_n$.

Отрицательное значение сообщает о наличии осевых сжимающих напряжений.

Коэффициент, учитывающий двухосное напряженное состояние труб рассчитывается по формуле (3.4):

					Расчет на прочность МГ «Парабель-Кузбасс 2»	Лист
						32
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

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

$$\psi_1 = \sqrt{1 - 0,75 \left(\frac{-26,85}{342} \right)^2} - 0,5 \frac{-26,85}{342} = 1,037$$

Толщина стенки с учетом продольных осевых сжимающих напряжений находится из формулы (3.5):

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

$$\delta = \frac{1,1 \cdot 5,4 \cdot 1,02}{2 \cdot (342 \cdot 1,037 + 1,1 \cdot 5,4)} = 0,0084 \text{ м}$$

Полученное расчетное значение толщины стенки трубы округляется до ближайшего большего значения, предусмотренного государственными стандартами или техническими условиями.

Принимаем $\delta = 0,009 \text{ м}$.

3.2 Прочностной расчет толщины стенки

Прочностной расчет в данной работе проводится с целью определения правильности выбора толщины стенки трубы на этапе проектирования трубопровода. Расчет толщины стенки трубы МГ, согласно СТО Газпром 2-2.1-249-2008 пункт 13.2 [10].

Исходные данные для прочностного расчета толщины стенки МГ:

- D – наружный диаметр трубы, $D = 1020 \text{ мм}$;
- категория IV- категория участка трубопровода;
- марка стали – сталь 17Г1СУ;
- P_d – расчетное внутреннее давление, принимаем для нормальных условий эксплуатации $P_d = 5,4 \text{ МПа}$;
- нормативный предел текучести материала труб, для стали 17Г1СУ, при изготовлении труб по ТУ 14-3-1573-96 принимаем $\sigma_y = 360 \text{ МПа}$;
- временное сопротивление разрыву по ТУ 14-3-1573-96 [29] принимаем $\sigma_u = 510 \text{ МПа}$.

Согласно пункту 13.2.1 СТО Газпром 2-2.1-249-2008[10] расчетную толщину стенки трубы магистрального газопровода t_d , мм, для сталей с отношением $\sigma_y/\sigma_u \leq 0,80$ вычисляем по формуле (3.6):

$$t_d = \frac{P_d D}{2k_y F_y \sigma_y} \quad (3.6)$$

					Расчет на прочность МГ «Парабель-Кузбасс 2»	Лист
						33
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

где P_d – расчетное внутреннее давление, МПа;

D – наружный диаметр трубы, мм;

σ_y – нормативный предел текучести материала труб, МПа;

F_y – расчетный коэффициент по пределу текучести, значение расчетного коэффициента F_y принимаем в зависимости от категории участка газопровода (Н) по таблице 9 СТО Газпром 2-2.1-249-2008 [10], $F_y = 0,72$;

k_y – поправочный коэффициент, зависящий от отношения нормативных характеристик стали σ_y/σ_u .

Коэффициент k_y определяют при условиях $0,60 < \sigma_y/\sigma_u \leq 0,80$ (для стали 17Г1СУ при $\sigma_y = 360$ МПа и $\sigma_u = 510$ МПа $\sigma_y/\sigma_u = 0,7$) по формуле (3.7):

$$k_y \approx a - b \frac{\sigma_y}{\sigma_u} \quad (3.7)$$

Значения коэффициентов a , b принимаем в зависимости от категории участка газопровода по таблице 10 [10], $a = 2,00$, $b = 1,25$.

Тогда получаем:

$$k_y \approx 2,00 - 1,25 \frac{360}{510} = 1,118$$

Определяем расчетную толщину стенки МГ:

$$t_d = \frac{5,4 \cdot 1020}{2 \cdot 1,118 \cdot 0,72 \cdot 360} = 9,504$$

В соответствии с пунктом 13.2.6 СТО Газпром 2-2.1-249-2008 [10], расчетная номинальная толщина стенки труб должна быть не менее 1/100 наружного диаметра трубы, но не менее 4 мм для труб Ду свыше 200 мм. Таким образом, для нашего случая номинальная толщина стенки трубы должна составлять 10,2 мм, превышая расчетное и минимальное значение. Значение толщины стенки трубы должно быть округлено до ближайшего большего значения, указанного в технических условиях или стандартах на трубы, с точностью 0,1 мм.

В проекте МГ «Парабель-Кузбасс 2» используются трубы с толщиной стенки 12 мм. Таким образом, толщина стенки трубы, которой выполнен трубопровод, превышает минимально допустимое значение (10,2 мм) для рассматриваемых условий эксплуатации. А это значит, что в части подбора труб проект соответствует требованиям, предъявляемым нормативной документацией.

					Расчет на прочность МГ «Парабель-Кузбасс 2»	Лист
						34
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

4 Обоснование метода ремонта дефектного участка МГ «Парабель-Кузбасс 2»

4.1 Обзор методов капитального ремонта МГ

Капитальный ремонт состоит из различных мероприятий, направленных на восстановление частей газопровода, оборудования и конструкций, а также на замену устаревших элементов новыми, улучшающими эксплуатационные характеристики объектов. Для этого проводятся работы, не влияющие на основные показатели газопровода.

Ремонт может осуществляться различными методами, такими как метод сплошной переизоляции может осуществляться в траншее или с подъемом на берму траншеи, замена участка газопровода или выборочный ремонт при обнаружении дефектов. Останавливается работа только на участке, где производятся локальные ремонтно-восстановительные работы, ограниченные двумя кранами. Для проведения работ необходимо проектное, экспертное, сопроводительное и надзорное обеспечение, а также поддержание площадей отвода земли объектов.

Ремонт магистральных газопроводов имеет два вида: выборочный ремонт под давлением газа и выборочный ремонт на отключенном участке. Ремонт под давлением газа применяется только для замены изоляционного покрытия и ликвидации повреждений металла на местном участке. Для этого рабочее давление уменьшается согласно стандартам. Выборочный ремонт производится с учетом технического состояния газопровода, определенного специальными методами контроля.

Ремонт металлических повреждений газопроводов осуществляется согласно описанным рекомендациям. Испытания после ремонта, контроль качества, безопасность и охрана окружающей среды соответствуют “правилам производства работ при капитальном ремонте линейной части магистральных газопроводов”. [14].

4.2 Исходные данные для обоснования метода проведения ремонта

Для разработки мероприятий по ремонту принят дефект, по данным сертификата расположенный на участке 0 – 110 км магистрального трубопровода на дистанции 86173,18 м от точки пуска диагностического дефектоскопа. Ведомость измерений дефектов на трубе представлено на рисунке 4.2. Где основной чёрной линией обозначается продольное сварное соединение, красной линией обозначается граница дефекта, а пунктирной линией – граница участка трубы, зачищенного от изоляционного покрытия. Ведомость дефекта трубы по данным внутритрубной диагностики представлен в приложении А, акт дополнительного обследования аномалии

					<i>Организация производства работ по ремонту участка магистрального газопровода «Парабель-Кузбасс 2»</i>			
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>				
<i>Разраб.</i>		<i>Павлюк М. Е.</i>			<i>Обоснование метода ремонта дефектного участка МГ «Парабель-Кузбасс 2»</i>	<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Руковод.</i>		<i>Гончаров Н.В.</i>					35	98
<i>Рук. ДОП.</i>		<i>Чухарева Н.В.</i>				<i>Отделение нефтегазового дела, группа 2Б92</i>		

трубы представлен в приложении Б. Дефект представляет собой аномалию кольцевого шва.

Рисунок 4.1 – Ведомость измерений дефектов на трубе

К исходным данным данной методики относят:

- 1) Параметры дефектной трубы:
 - категория газопровода – IV в соответствии со СНиП 2.05.06-85* [2];
 - наружный диаметр и толщина стенки трубы в месте расположения дефекта - 1020×12 мм;
 - проектное рабочее давление – 5,4 МПа;
 - величину изменения размеров дефектов при сошлифовке.
- 2) Расчетные размеры аномалии 1:
 - длина дефекта – 0 мм;
 - ширина дефекта – 1295 мм;
 - глубина дефекта – 2,8 мм (потеря металла 23,3% от первоначальной толщины стенки).
- 3) Расчетные размеры аномалии 2:
 - длина дефекта – 0 мм;
 - ширина дефекта – 854 мм;
 - глубина дефекта – 2,4 мм (потеря металла 20% от первоначальной толщины стенки).

4.3 Методика обоснования необходимости и метода проведения ремонта

В СТО Газпром 2-2.4-715-2013 предусмотрено применение трехуровневого подхода к оценке работоспособности кольцевых стыковых сварных соединений МГ в рамках трехуровневой системы оценки с дополнительными подуровнями.

					Обоснование метода ремонта дефектного участка МГ «Парабель-Кузбасс 2»	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		36

На первом уровне оценивается работоспособность сварных соединений магистрального газопровода с помощью сопоставления размеров дефектов с предельно допустимыми значениями в таблицах соответствующих нормативных документов.

Второй уровень работоспособности предусматривает реализацию комбинированного подхода на основе использования набора номограмм, приведенных в стандарте, или на основе расчетов, выполняемых в соответствии с рекомендациями, приведенными в стандарте. На втором уровне в качестве альтернативы выполнения оценки работоспособности кольцевых стыковых сварных соединений МГ на основе номограмм для конкретного кольцевого стыкового сварного соединения МГ может быть выполнен расчет предельных размеров дефектов на основе рекомендаций, приведенных в стандарте.

На третьем уровне проводится экспертный анализ на основе расчетов, учитывающих большое количество факторов характеристики дефекта и металла, с использованием критериев и моделей, наиболее соответствующих конкретному сварному соединению.

Магистральные газопровода могут быть выведены в ремонт без расчетов, только по безусловным признакам вывода в ремонт или вырезки. Критерии, при которых дефекты сварных швов рассматриваются только с возможностью ремонта или вырезки предоставлены в таблице 4.1

Таблица 4.1 – Критерии безусловной отбраковки

Признак безусловной отбраковки	Браковочный признак в зависимости от уровня оценки		
	Уровень 1	Уровень 2	Уровень 3
Характеристики дефектов			
Наличие трещины (любого происхождения)	н/д ¹⁾	н/д ¹⁾	н/д ¹⁾
Смещение кромок	Более 0,2t	Более 0,4t	Более 0,6t
Суммарная протяженность дефектов	Более 1/6 периметра	Более 1/6 периметра	б/о ²⁾
Характеристики участка			
Участки в непроектном положении (наличие просядок, выпучивания)	н/д ¹⁾	н/д ¹⁾	б/о ²⁾
1) н/д – не допустимо; 2) б/о – без ограничений			

Оценка работоспособности кольцевых швов, выполненных дуговыми методами сварки, выполняется по определенному алгоритму. На начальном этапе выполняется анализ все необходимой документации по участку газопровода, где производится оценка. Далее с помощью визуального и измерительного контроля определяются габариты и характеристики дефектов. По этим данным проверяются критерии безусловной отбраковки, представленной в таблице 4.1. Если дефект подходит по критерием, то далее определяется предел текучести металла газопровода. Дефекты схематизируются и оцениваются по табличным нормам. На основании данной оценки принимается конечное решение о состоянии сварного соединения, после которого делается вывод о годности участка или выводу его в ремонт или вырезки.

В заключении акта внутритрубной диагностики, который представлен в приложении В отмечено, что по данной таблице, на основании 2 уровня системы оценки дефектов кольцевых соединений данный участок магистрального газопровода подлежит ремонту. Такое решение принято, так как по заключению акта проведения дополнительного исследования обследования аномалии трубы, смещение кромок одного из дефектов составляет 5 мм, что составляет более $0,4t$, где t - толщина стенки газопровода, $t = 12$ мм. Также, по заключению радиографического контроля, по периметру шва обнаружено несколько недопустимых дефектов по периметру шва, отрывок из него представлен в таблице 4.2, полный документ представлен в приложении В.

Таблица 4.2 – Отрывок заключения по контролю качества сварных соединений радиографическим методом

					<i>Обоснование метода ремонта дефектного участка МГ «Парабель-Кузбасс 2»</i>	<i>Лист</i>
						38
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		

Так как больше одного дефекта сварного соединения являются недопустимыми, но при этом ни один из них не обязует производить метод замены катушки, то кольцевой шов, может подлежать как ремонту, так и вырезке. Поскольку, дефектов довольно много, а именно – 5 штук, то принято решение производить ремонт методом замены катушки.

Выводы

1. Анализ результатов внутритрубной диагностики показал наличие на магистральном трубопроводе дефектов различных типов, требующих устранения. Метод ремонта зависит от характера и параметров дефектов.

2. Сформированы исходные данные для выбора метода ремонта дефекта, расположенного на дистанции 86173,18 м.

3. По методике установленной ПАО Газпром определен метод ремонта участка трубопровода, на котором расположен рассматриваемый дефект. Ремонт необходимо производить методом замены катушки.

					<i>Обоснование метода ремонта дефектного участка МГ «Парабель-Кузбасс 2»</i>	<i>Лист</i>
						39
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		

5. Исследование дефекта потери металла в зоне проведения ремонта МГ

Как известно, деградация – это ухудшение механических свойств металла в результате постепенного накопления повреждений под действием переменных напряжений с образованием и развитием трещин. Для магистральных газопроводов последствием деградации металла являются разрывы трубопроводов и возникающие при этом аварии. За последнее время произошло несколько характерных аварий на магистральных газопроводах, связанных с их разрывом. При этом надо учитывать, что большая часть газопроводов отработали 20 и более лет, таким образом вопросы оценки деградации металла, с целью определения остаточного ресурса трубопровода, являются актуальными.

Среди методов оценки деградации выделяется группа методов неразрушающего контроля, которая позволяет оценить деградацию металла и одной из методик оценки деградации является оценка по показателям твердости металла, которая была применена в нашей работе.

5.1 Влияние дефекта потери металла в результате коррозии на деградацию металла трубы магистрального трубопровода в области дефекта.

Исследования проводились на образце, вырезанном в результате ремонта магистрального газопровода КС Парабель – КС Чажемто 0-110 км.



а)

б)

Рисунок 5.1 – Исследуемый образец: а – внутренняя сторона; б – наружная сторона

					<i>Организация производства работ по ремонту участка магистрального газопровода «Парабель-Кузбасс 2»</i>			
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>				
<i>Разраб.</i>	<i>Павлюк М. Е.</i>				<i>Исследование дефекта потери металла в зоне проведения ремонта МГ</i>	<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Руковод.</i>	<i>Гончаров Н.В.</i>						40	98
<i>Рук. ДОП.</i>	<i>Чухарева Н.В.</i>					<i>Отделение нефтегазового дела, группа 2Б92</i>		

Сам газопровод был введен в эксплуатацию в 1992 году, при этом при строительстве использовались трубы, маркой стали 17Г1СУ, 1990 года выпуска. Образец с этой трубы был использован для исследования (рис 3.1 а, б).

На внешней поверхности данного образца был обнаружен дефект потери металла в результате коррозии (рис 5.2), были определены его размеры и отмечено, что остаточная толщина неоднородная.



Рисунок 5.2 – Дефект потери металла в результате коррозии

Перед началом исследования была произведена обработка образца, с помощью шлифовальной машинки. Образец был очищен от остатков изоляционного покрытия на наружной поверхности, на внутренней поверхности от остатков перекачиваемого продукта и загрязнений. В связи с тем, что проведение толщинометрии и твердометрии на внешней поверхности в области дефекта было затруднено, так как датчики не могут точно измерять на неровной поверхности, нами было принято решение производить измерения на внутренней поверхности. Для этого было изготовлено лекало образца и по координатам перенесены контуры дефекта на внутреннюю поверхность (рис 5.3). Внутренняя поверхность достаточная ровная и без повреждений, поэтому мы и проводили исследования на ней.



Рисунок 5.3 – Контур дефекта на внутренней стороне

					<i>Исследование дефекта потери металла в зоне проведения ремонта МГ</i>	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		41

Изначально было проведено измерение толщины в зоне дефекта и околодефектной зоне с помощью ультразвукового толщиномера ТАУ538. В качестве контактной среды использовался Литол-24 (рис 5.4).



Рисунок 5.4 – Проведение толщинометрии

В результате толщинометрии определены значения толщины. Все значения были распределены на несколько зон по остаточной толщине, выделены были красная зона со средним значением 10,5 мм, желтая зона со средним значением – 11 мм, зеленая зона со средним значением 11,5 мм, фиолетовая зона, которую мы выделили как околодефектную со средним значением 12 мм и белая (бездефектная зона) со средним значением также 12 мм, что соответствует толщине основного металла трубы (рис 5.5).

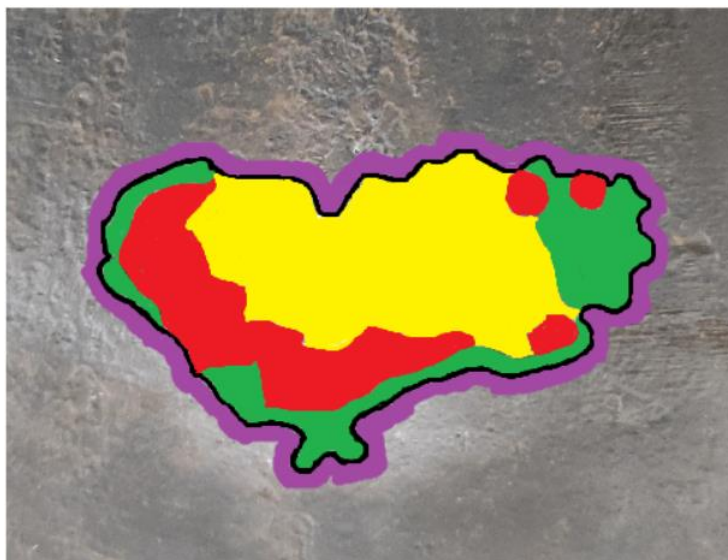


Рисунок 5.5 – Дефект, разделенный на цветовые зоны

Таблица 5.1 – Сопоставление зон с остаточной толщиной

После этого проведена сплошная твердометрия в зоне дефекта, околodefектной и бездефектной зонах с помощью портативного твердомера МЕТ-УДА и датчиком ударного действия. Были измерены твердости на прямоугольнике размерами 72x51 мм с шагом 1 мм, всего было получено 3723 измерения (рис 5.6). В результате был получен массив данных (рис 5.7).



Рисунок 5.6 – Образец после проведения твердометрии

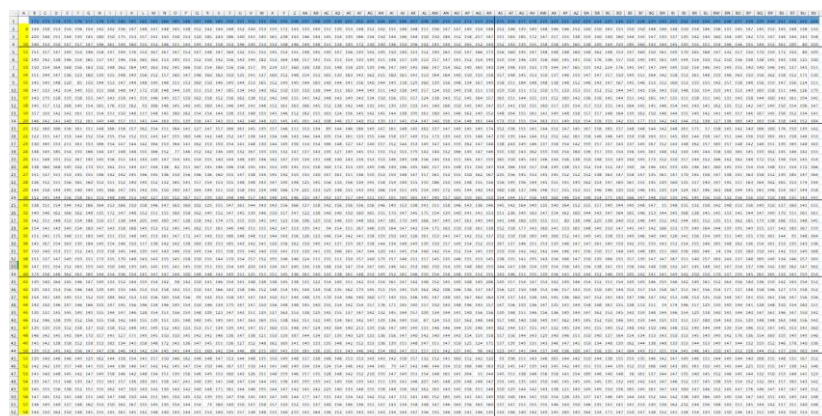


Рисунок 5.7 – Массив полученных значений твердости

Распределение массива по координатам позволило сгруппировать данные твердости по характерным зонам толщин (рис 5.8).

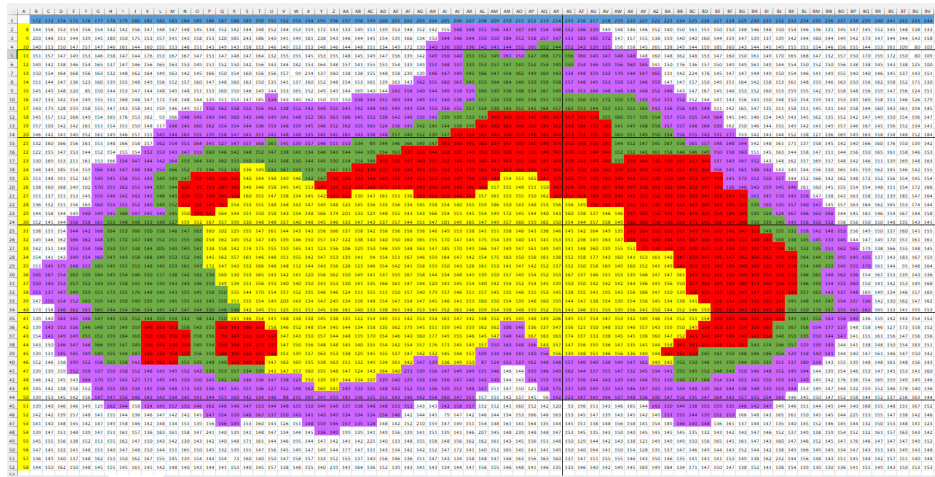
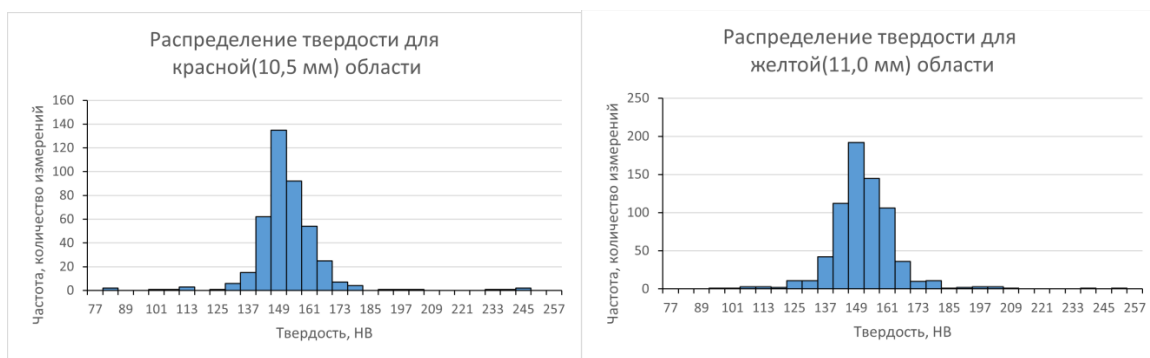


Рисунок 5.8 - Массив полученных значений твердометрии внутренней стороны

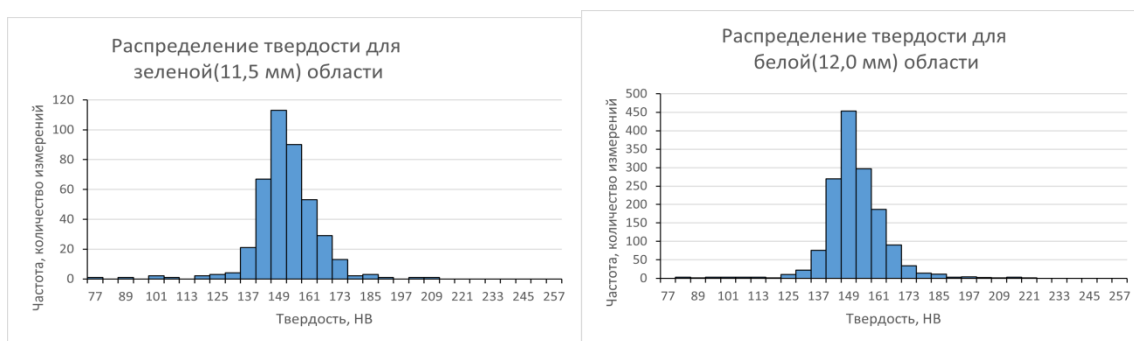
Таблица 5.2 – Количество значений в зависимости от зоны

Были построены гистограммы распределения показаний твердомера по соответствующим толщинам (рис 5.9 а, б, в, г, д).



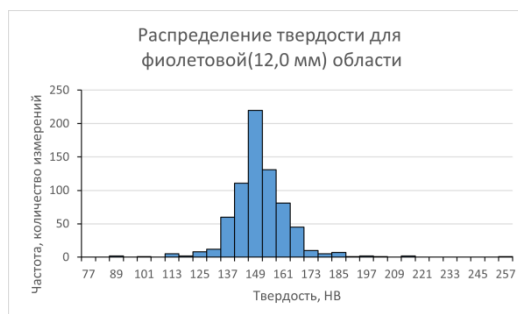
а)

б)



в)

г)



д)

Рисунок 5.9 – Гистограммы распределения показаний твердомера по соответствующим толщинам: а - распределение показаний для красной зоны; б - распределение показаний для жёлтой зоны; в - распределение показаний для зеленой зоны; г – распределение показаний для белой зоны; д – распределение показаний для фиолетовой зоны

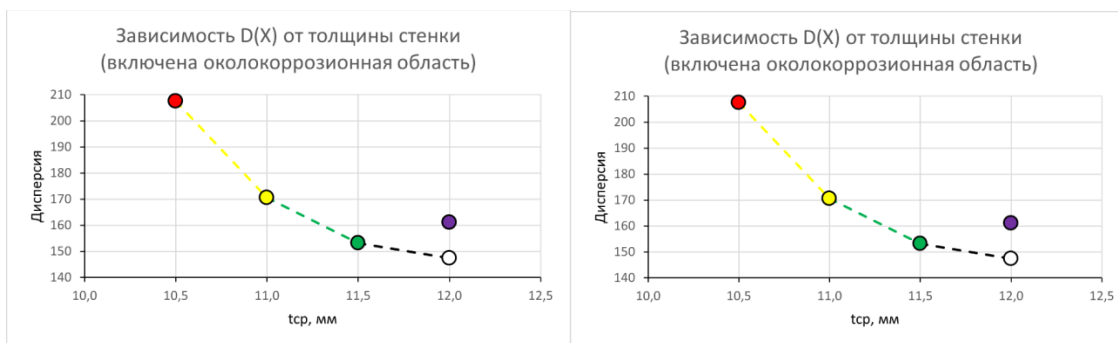
По результатам статистической обработки, произведенной в программе Excel, полученные значения параметров распределения представлены в таблице 5.3.

Таблица 5.3 – Оценки показателей твердости

Анализ показал, что средние значения твердости (\bar{H}) в каждой из выделенных зон дефекта, придефектной зоне и бездефектной зоне не существенно отличаются друг от друга (находятся в диапазоне 148,6...150,1 НВ), а их отклонения составляют не более 1%. При этом, значения дисперсии ($D(X)$) и коэффициента вариации (CV) по зонам отличаются существенно и с увеличением среднего значения толщины исследуемого образца уменьшаются. Наибольшие значения $D(X)$ и CV выявляются в красной зоне (207,5 и 9,6 соответственно), т.е. в зоне с наименьшим средним значением толщины стенки ($t_{ср} = 10,5$ мм), а наименьшие в бездефектной (белой) зоне (147,3 и 8,13 соответственно) с наибольшим средним значением толщины стенки ($t_{ср} = 12,0$ мм). Более высокие значения ($D(X) = 161,1$; $CV = 8,54$) в придефектной (фиолетовой) зоне, можно объяснить тем, что она граничит с другими зонами и подвержена их влиянию. В ряде научных исследований указывается что дисперсия и коэффициент вариации связаны непосредственно с деградацией материала, и чем они больше, тем больше деградация материала. Можно констатировать, что деградация материала на поверхностях с наименьшими остаточными толщинами металла больше. Таким образом в зоне дефекта деградация металла больше, чем в области, где дефект отсутствует.

					<i>Исследование дефекта потери металла в зоне проведения ремонта МГ</i>	<i>Лист</i>
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		46

Представлены графики зависимости коэффициента вариации и дисперсии от толщины стенки (рисунок 5.10 а, б).



а)

б)

Рисунок 5.10 – Графики зависимости параметров от толщины стенки: а - график зависимости коэффициента вариации от толщины стенки, б - график зависимости и дисперсии от толщины стенки

На основании вышеизложенного, можно сделать вывод о наличии влияния дефекта потери металла на деградацию металла трубы в области дефекта, что необходимо учитывать при оценке остаточного ресурса трубопровода и назначении метода его ремонта.

5.2. Определение допустимости размеров дефекта потери металла в результате коррозии

Исходные данные:

Трубопровод маркой стали 17Г1С-У, наружный диаметр которого $D_n = 1020$ мм, толщина стенки $\delta = 12$ мм, давление внутри трубопровода $P = 5.4$ Мпа, категория участка трубопровода – IV. Длина дефекта $a = 67$ мм, ширина дефекта $b = 48$ мм. Длина и ширина дефекта определяется по максимальным значениям, как представлено на рисунке 5.11.

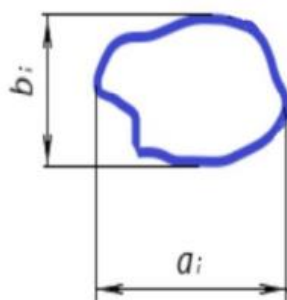


Рисунок 5.11 – пример определения габаритов дефекта, где а – длина, b – ширина

					Исследование дефекта потери металла в зоне проведения ремонта МГ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		47

Максимальная глубина дефекта составляет $d = 1.8$ мм, что составляет 15% от толщины стенки трубы.

Рассчитаем расчётное сопротивление растяжению (сжатию) R_1 :

$$R_1 = \frac{m \cdot \sigma_{вр}}{k_1 \cdot k_n} \quad (5.1)$$

где m – коэффициент условий работы трубопровода, $m = 0,9$;
 $\sigma_{вр}$ – временное сопротивление материала, $\sigma_{вр} = 510$ МПа;
 k_1 – коэффициент надёжности по материалу, $k_1 = 1,34$;
 k_n – коэффициент надёжности по назначению трубопровода, $k_n = 1$.

$$R_1 = \frac{0,9 \cdot 510}{1,34 \cdot 1,1} = 342,3 \text{ МПа}$$

Далее рассчитаем коэффициент, учитывающий рабочее (нормативное) давление на оцениваемом участке газопровода γ :

$$\gamma = 1 - \frac{n \cdot p}{R_1} \quad (5.2)$$

где n – коэффициент надёжности по нагрузке, $n = 1,1$;
 p – рабочее давление на линейном участке газопровода, $p = 5,4$ МПа.

$$\gamma = 1 - \frac{1,1 \cdot 5,4}{342,3} = 0,983$$

Произведем расчёт коэффициента запаса прочности, K :

$$K = \frac{0,9 \cdot \gamma \cdot n \cdot k_1 \cdot k_n}{m} \quad (5.3)$$

$$K = \frac{0,9 \cdot 0,983 \cdot 1,1 \cdot 1,34 \cdot 1}{0,9} = 1,44$$

Рассчитаем разрушающее давление дефекта при учете напряжений только от внутреннего давления p_p^0 :

$$p_p^0 = p \cdot K \quad (5.4)$$

					<i>Исследование дефекта потери металла в зоне проведения ремонта МГ</i>	<i>Лист</i>
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		48

$$p_p^0 = 5,4 \cdot 1,44 = 7,776 \text{ МПа}$$

Также необходимо рассчитать значение испытательного давления, p_{Γ} :

$$p_{\Gamma} = \frac{0,95 \cdot 2 \cdot \delta \cdot \sigma_{\Gamma}}{D_H - 2\delta} \quad (5.5)$$

где σ_{Γ} – предел текучести металла трубы, $\sigma_{\Gamma} = 360$ МПа.

$$p_{\Gamma} = \frac{0,95 \cdot 2 \cdot 12 \cdot 360}{1020 - 2 \cdot 12} = 8,24 \text{ МПа}$$

Теперь необходимо построить кривые границ допустимых габаритов дефекта, для этого необходимо задавать длине дефекта l различные значения, в формуле 5.6, чтобы найти безразмерный коэффициент Q и далее подставлять данный коэффициент в формулу 5.7, где находится относительная глубина дефекта, d/δ . Также эти расчёты необходимо произвести для трёх случаев: 1 - значение p_p^0 берется из результатов расчёта по формуле 5.4; 2 - значение p_p^0 берется равное значению p_{Γ} ; 3 – значение p_p^0 приравнивается внутреннему давлению в трубопроводе, P .

Чтобы рассчитать необходимую относительную глубину, необходимо знать значение безразмерного коэффициента, учитывающего длину дефекта, Q :

$$Q = \sqrt{1 + 0,31 \cdot \left(\frac{l}{\sqrt{D_H \cdot \delta}}\right)^2} \quad (5.6)$$

$$Q = \sqrt{1 + 0,31 \cdot \left(\frac{67}{\sqrt{1020 \cdot 12}}\right)^2} = 1,055$$

Чтобы рассчитать относительную глубину d/δ , необходимо произвести расчёты по формуле:

$$\frac{d}{\delta} = \frac{\left[\frac{p_p^0 \cdot (D_H - \delta)}{2 \cdot \delta \cdot \sigma_{вр}} - 1\right] \cdot Q}{\frac{p_p^0 \cdot (D_H - \delta)}{2 \cdot \delta \cdot \sigma_{вр}} - Q} \quad (5.7)$$

где $\sigma_{вр}$ - временное сопротивление металла трубы, $\sigma_{вр} = 510$ МПа;

					Исследование дефекта потери металла в зоне проведения ремонта МГ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		49

Зададим значения для длины l и рассчитаем относительную глубину для всех трёх случаев. Результаты представлены в таблице 5.4.

Таблица 5.4 – Результаты значений для различных величин l .

$l, \text{ мм}$	Q	d/δ при p_p^0	d/δ при p_Γ	d/δ при p
25	1,008	0,984	0,986	0,994
50	1,031	0,940	0,949	0,976
75	1,069	0,880	0,897	0,951
100	1,119	0,816	0,84	0,921
125	1,181	0,755	0,785	0,890
150	1,253	0,701	0,736	0,860
175	1,333	0,655	0,692	0,833
200	1,419	0,616	0,655	0,809
225	1,511	0,584	0,624	0,787
250	1,607	0,556	0,598	0,768
275	1,707	0,533	0,575	0,751
300	1,811	0,514	0,556	0,736
325	1,917	0,498	0,54	0,723
350	2,025	0,483	0,526	0,712

Построим график зависимости длины дефекта от относительной глубины и обозначим на нём дефект, рассматриваемый ранее, рисунке 5.12.

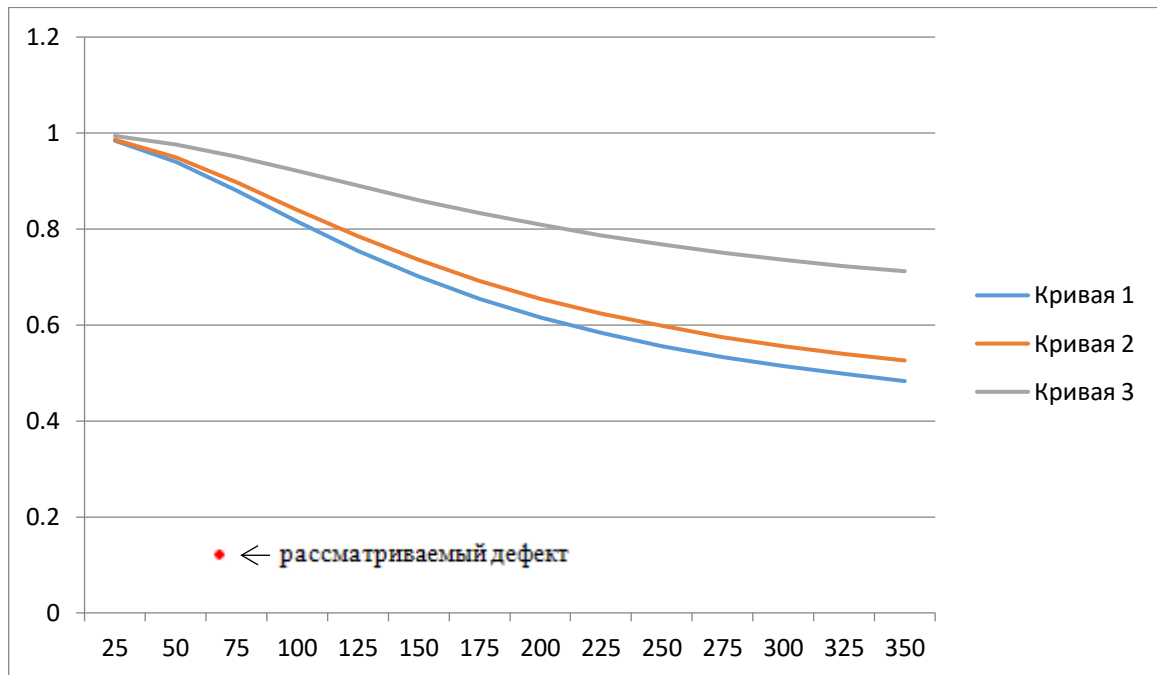


Рисунок 5.12 – график зависимости длины дефекта от её относительной глубины для трёх случаев значения давления

где кривая 1 – график относительной глубины дефекта от внутреннего давления;

кривая 2 – график зависимости относительно глубины дефекта от испытательного давления;

кривая 3 – график зависимости относительной глубины дефекта от рабочего давления.

В соответствии с СТО Газпром 2-2.3-112-2007 [5] по результатам оценки степени опасности коррозионные дефекты подразделяются на следующие виды: недопустимые (закритические), опасные (критические), потенциально опасные (докритические) и незначительные.

В соответствии с «Рекомендациями по оценке прочности и устойчивости эксплуатируемых МГ и трубопроводов КС» по результатам оценки степени опасности дефекты механического происхождения (риски, задиры) делятся на недопустимые, опасные и допустимые

Кроме того, к недопустимым (закритическим) относятся потери металла и риски опасные по глубине, т.е. дефекты, у которых по данным дефектоскопа предельная глубина составляет 80% от толщины стенки. К опасным (критическим) относятся также несплошности плоскостного типа опасные по глубине, т.е. дефекты, у которых по данным дефектоскопа предельная глубина составляет 70% от толщины стенки трубы.

При подтверждении дополнительным дефектоскопическим контролем (ДДК) параметров дефектов, опасных по глубине, решение о необходимости

и методах ремонта этих дефектов принимается Заказчиком по соответствующим стандартам или отраслевым нормам.

Так как относительная глубина дефекта 15%, а его длина 67 мм, то рассматриваемые нами дефект расположен значительно ниже всех трёх кривых. Согласно СТО Газпром 2-2.3-112-2007, дефект, находящийся ниже кривой при разрушающем давлении, вычисленным по формуле 5.4, то дефект является допустимым, то есть безопасным.

Вывод: В дальнейшем планируется определение точного остаточного ресурса металла от степени деградации металла, по результатам которого, можно корректировать ремонт трубопровода. Если рядом с ремонтом методом замены катушки находится дефект, который еще является допустимым, но при этом его остаточный ресурс в разы меньше чем у металла трубопровода в бездефектных местах, то имеет смысл увеличить длину вырезаемого участка, и помимо основного дефекта, заменить потенциально опасный дефект в будущем.

					<i>Исследование дефекта потери металла в зоне проведения ремонта МГ</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		52

6. Мероприятия по проведению ремонта заменой «катушки»

Работы по обслуживанию ЛЧ МГ включают действия, направленные на восстановление и поддержание структур, газопроводов и систем в соответствии с начальными параметрами проекта. Решение об необходимости проведения ремонта принимается на основании технического обследования газопроводов, которое учитывает отказы участков газопроводов в период эксплуатации, наличие пониженного рабочего давления в работающих участках газопровода.

Ремонтные работы на ЛЧ МГ подразделяют на плановые, внеплановые и аварийно-восстановительные.

Вывод участков газопровода в ремонт осуществляется филиалом ЭО в соответствии с требованиями СТО Газпром 2-2.3-231-2008 и включает в себя специальные мероприятия для компенсации возможных смещений участка газопровода, оставшегося в эксплуатации. [14];

Производство ремонтных работ с понижением давления проводится с помощью технологии врезки под давлением проводится в соответствии с требованиями СТО Газпром 2-2.3-116-2007 [27] и СТО Газпром 14- 2005 [15].

6.1 Состав работ на устранение дефекта

Общий перечень работ представлен в таблице 6.1.

Выполнение работ по вырезки катушки на МГ можно поделить на 3 основных вида:

- подготовительные,
- основные,
- завершающие работы.

Подготовительные работы включают в себя:

1. Создание временных подъездов и технологических дорог.
2. Сдача-приёмка геодезической, разбивочной основы для капитального ремонта и геодезические разбивочные работы с целью прокладки инженерных дорог (подъездных), сетей.
3. Организацию быта работников.
4. Устройство временных проездов техники, площадок, с переездами через действующие трубопроводы и кабели связи с покрытием дорожных железобетонных плит.
5. В зоне капитального ремонта, близлежащих и переезжаемых действующих коммуникаций, обязательно обозначаются указательными знаками, осей трубопроводов, проектируемых или демонтируемых.
6. Расчистка полосы отвода растительности.
7. Земляные работы.

					<i>Организация производства работ по ремонту участка магистрального газопровода «Парабель-Кузбасс 2»</i>			
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>				
<i>Разраб.</i>		<i>Павлюк М. Е.</i>			<i>Мероприятия по проведению ремонта заменой «катушки»</i>	<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Руквод.</i>		<i>Гончаров Н.В.</i>					53	98
<i>Рук. ДОП.</i>		<i>Чухарева Н.В.</i>				<i>Отделение нефтегазового дела, группа 2Б92</i>		

Основные (огневые) работы:

1. Сверление на 86 км газопровода отверстия диаметром 6-8мм, проверка наличия конденсата и установка U-образного манометра на месте работ.

2. Установление давления газа в отключенном участке газопровода 10-50мм водяного столба и регулирование его на крановых узлах

3. Вырезка в газопровode технологических окон (ТО) размером не менее 250мм на 350мм для установки запорных устройств (УГО) на расстоянии 8-10м по обе стороны от места вырезки «катушки».

5. Установка запорных устройств марки УГО-1000. Накачивание их до давления 450-500мм водяного столба. Контроль давления воздуха в УГО-1000 вести через U-образный манометр каждые 15 минут с записью в журнале.

6. Продувка отсечённого участка газопровода через вырезанные технологические окна. Контроль содержания газа прибором ПГА-4,ШИ-12.

7. После полного освобождения участка от газа и продувки отсечённого участка вырезка «катушки».

8. Подгонка «катушки» для выполнения захлёстов.

9. Выполнение прихваток.

10. Выполнить сварку корневого слоя шва.

11. Выполнить сварку заполняющих слоев с механической обработкой.

12. Выполнить облицовочный слой сварных швов.

13. Контроль сварных швов 100% рентгенографии и 100% УЗК. Выдача заключений.

14. Удалить УГО и приступить к продувке ремонтируемого участка газопровода газом, заварить ТО при избыточном давлении газа 10-50 мм вод. ст.

15. Заварка технологических отверстий.

16. Контроль качества заварки технологических отверстий.

Завершающие работы включают в себя:

1. Изоляция отремонтированного участка.

2. Контроль качества изоляционного покрытия газопровода

3. Засыпка траншеи.

4. Перемещение персонала и механизмов за охранную зону.

5. Вытеснение газоздушнoй смеси давлением 1кгс/см² на участке.

6. Закрытие кранов и заполнение участка.

7. После выравнивания давления (перепад не более 1кгс/см²) между «северным» и «южным» участками, открытие линейных кранов ,закрытие перемычек.

					<i>Мероприятия по проведению ремонта заменой «катушки»</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		54

6.2 Мероприятия по проведению земляных работ

При проведении ремонта газопроводов земляные работы выполняются с учетом требований ППР и могут включать различные этапы, такие как разрытие траншеи, засыпку, вскрытие ремонтируемого участка газопровода, а также восстановление плодородного слоя грунта и устройство дамб, канав и траншеек. [14].

Габариты полосы земель отвода при проведении ремонта трубопровода определяются с помощью СН 452-73, где указывается на то, что ширина данной полосы в зависимости от диаметра газопровода, не должна превышать определенное значение, представленные в таблице 6.2

Таблица 6.2 – Нормы отвода земель

Диаметр трубопровода, мм	Ширина полосы земель, отводимых для одного подземного трубопровода, м	
	на землях несельскохозяйственного назначения или непригодных для сельского хозяйства и землях государственного фонда	на землях сельскохозяйственного назначения худшего качества (при снятии и восстановлении плодородного слоя)
≤ 426	20	28
>426 – 720	23	33
>720 – 1020	28	39
>1020 – 1220	30	42
>1220 – 1420	32	45

Так как работы по вырезки “катушки” производятся в специальном котловане, который вырывается экскаваторами, необходимо, чтобы он был достаточным для комфортной и безопасной работы размерами

Длина данного котлована вычисляется по формуле 6.1:

$$L = \lambda + 3 = 2 + 3 = 5 \text{ м} \quad (6.1)$$

где λ – длина заменяемого участка, м.

Таблица 6.3 – Допустимая крутизна откосов траншеи и ремонтного котлована

Грунт	Глубина траншеи, котлована, м					
	< 1,5		1,5-3,0		3,0-5,0	
	угол откоса, градус	уклон	угол откоса, градус	уклон	угол откоса, градус	уклон
Насыпной	56	1:0,67	45	1:1,00	38	1:1,25
Песчаные и гравийные	63	1:0,50	45	1:1,00	45	1:1,00
Супесь	76	1:0,25	56	1:0,67	50	1:0,85
Суглинок	76	1:0,25	63	1:0,50	53	1:0,75
Глина	76	1:0,25	76	1:0,25	63	1:0,50
Лессовидный сухой	76	1:0,25	63	1:0,50	63	1:0,50

Ширина котлована должна быть такая, чтобы расстояние от его стенки до трубы было не менее 1,5 м.

Необходимо, чтобы у котлована присутствовали откосы, значения которых приведены в таблице 6.3.

6.3 Мероприятия по подготовке к проведению огневых работ

Организация огневых работ на газовом объекте требует следования требованиям СТО Газпром 14-2005. [15]. 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 и 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.

Давление в газопроводе понижается до безопасных значений, которое находится в интервале от 100 до 500 Па.

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.

Вскрытие газопровода должно проводиться либо экскаватором, либо лопатами вручную без понижения рабочего давления в трубопроводе, нахождение движущихся механизмов ближе, чем 0,5 к трубопроводу, не допускается. В случае обнаружение дефектов трубы давление в нем должно быть сброшено полностью.

Организация земляных работ и размер котлована должны соответствовать требованиям безопасности, а при притоке грунтовых вод должны быть применены соответствующие меры.

Освобождение участка газопровода должно быть произведено сбросом газа через свечи, 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>Мероприятия по проведению ремонта заменой «катушки»</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		56

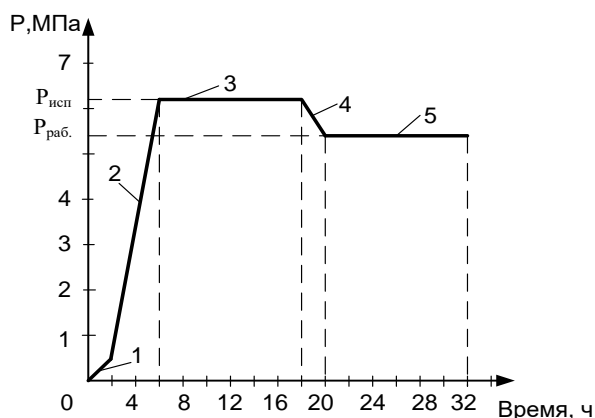
Необходимо учесть то, что конденсат должен отсутствовать, а если обнаруживаются легковоспламеняющиеся жидкости, то они должны быть откачаны в специальную ёмкость. При удалении таких веществ нужно, в целях безопасности, обязательно иметь при себе противопожарное оборудование и средства индивидуальной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

6.4 Гидравлические испытания трубы для катушки

Гидравлические испытания проводятся на основании СП 111-34-96 [19]. Для проведения гидравлического испытания трубы, предназначенной для изготовления ремонтной «катушки» необходимо создать давление гидравлическим насосом с применением жидкостями с пониженной температурой замерзания. В нашем случае возможно применить воду или масло гидравлическое ЛЗ-ГА-1 (ТУ 38 30162—73), которое является рабочей жидкостью для гидравлических систем запорной арматуры магистральных газопроводов. ЛЗ-ГА-1 работоспособна в диапазоне температур - 60...+60°C, вырабатывается на основе глубокоочищенной узкой фракции уникальной малопарафинистой нефти нафтенового основания (фракция 230 - 270 °С). Содержит композицию присадок — вязкостную, антиокислительную и ингибитор ржавления.

Основные работы по гидравлическому испытанию труб включают подготовку, наполнение водой, подъем давления до испытательного, проверку на прочность и герметичность, а также сброс давления до рабочего и до 0,1-0,2 МПа.

График изменения давления при гидравлическом испытании представлен на рисунке 6.1. Испытательное давление в соответствии с требованиями для гидравлических испытаний необходимо проводить давлением $1,1P_{\text{раб}}$. В нашем случае $P_{\text{исп}} = 1,1 \times 5,4 = 5,94 \text{ МПа}$.



1 — заполнение трубы водой; 2 — подъём давления до $P_{\text{исп}}$; 3 — испытание на прочность; 4 — снижение давления; 5 — проверка на герметичность.

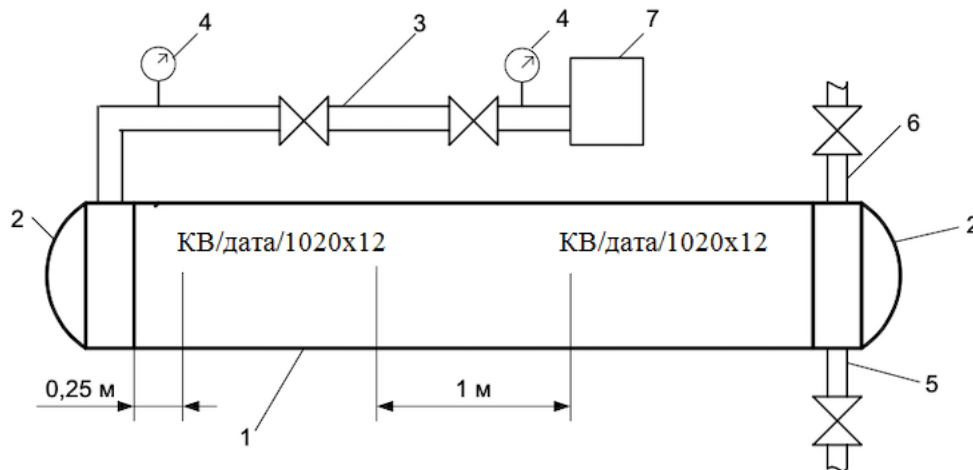
Рисунок 6.1 — График изменения давления при гидравлическом испытании

					Мероприятия по проведению ремонта заменой «катушки»	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		57

Для подготовки к испытанию нужно смонтировать обвязочные трубопроводы, установить контрольно-измерительные приборы и воздухопускные и сливные краны.

Как только трубопровод начнёт заполняться водой, из него необходимо удалить всю воздушную массу. При этом используется агрегат опрессовочный типа АО-161 с давлением до 16 МПа.

Схема гидравлического испытания трубы для «катушки» показана на рисунке 6.2: КВ/дата/1020x12



1-труба 1020 (марка стали 17Г1С-У), 2-сферические заглушки, 3-шлейф, 4-манометры, 5-сливной патрубков, 6-воздухопускной патрубков, 7-гидравлический насос

Рисунок 6.2 – Схема гидравлического испытания трубы для «катушки»

Для гидравлического испытания трубы и поднятия давления используется гидравлический насос НГ-25.000.00. Он закрывает кран, если давление внутри трубы отсутствует или слишком мало.

6.5 Технология ведения огневых работ

Технология ведения и организация огневых работ разработана на основании требований СТО Газпром 14-2005 [15] и включает в себя: вырезку отверстий, разъединение газопровода, сварочно-монтажные работы и заварку отверстий.

Перед вырезкой отверстий выполняется контроль толщины стенки ультразвуком, а для резки используется воздушно-плазменная резка ДС120П.33, выполняемое под давлением от 100 до 500 Па .

Размеры отверстий зависят от диаметра трубы и не превышают 250x350 мм и желательно не меньше 100x150 мм. Ширина отверстия не должна превышать половину диаметра трубы, а разница между шириной и длиной должна составлять не менее 50 мм. Для нашего случая размеры отверстий не должны превышать 200x250 мм, а их расстояние от продольного и кольцевого швов должно составлять не менее 250 и 500 мм.

При работе с газопроводом перед вырезкой отверстий необходимо замерять давление при помощи манометров, установленных на отключающих устройствах и на месте работ, а также использовать специальные материалы для потушения пламени и защиты линии реза.

Аппарат ДС120П.33 предназначен для резки электропроводных материалов, включая жаропрочные стали и цветные металлы, толщиной до 40 мм, и может использоваться с компрессором для подачи плазмообразующего газа. Схема сборки оборудования при ручной резке представлена на рисунке 6.3.



Рисунок 6.3 – Схема сборки оборудования при ручной резке

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 и листовые материалы.



Рисунок 6.4 – Схема сборки оборудования при автоматической резке труборезом

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.

Плазмotron может переноситься вдоль трубы или листа для точного позиционирования.

На рисунке 6.5 изображен пример установки плазмотрона на трубе при полуавтоматической резке.



Рисунок 6.5 – Установка плазмотрона на трубе при полуавтоматической резке.

Оптимальная скорость ручной и полуавтоматической плазменной резки корректируется на основе оценки угла, под которым материал выбрасывается со стороны нижнего края разрезаемой детали, а также наблюдения поверхности детали после испытательной резки. (рисунок 6.6).

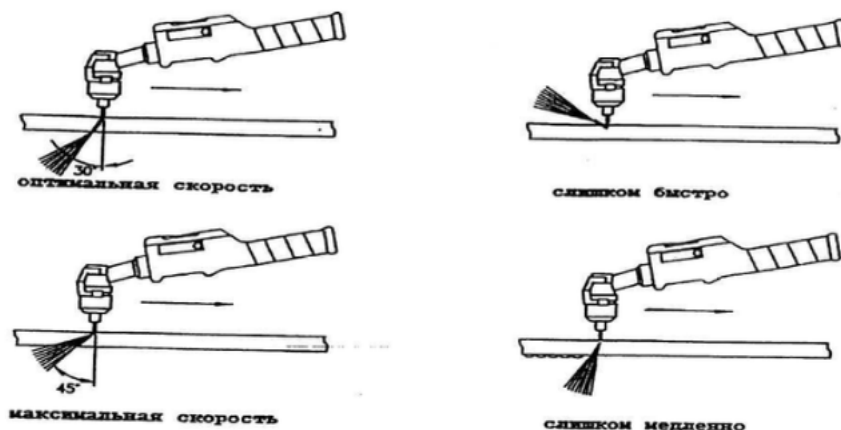


Рисунок 6.6 – Корректировка оптимальной скорости ручной и полуавтоматической плазменной резки

Рекомендуется начинать резку труб с толщиной стенки более 10 мм медленно, увеличивая скорость только после проникновения дуги через нижний край разрезаемой стенки.

При выполнении чистовых резов газопровода и сварочно-монтажных работ по его восстановлению необходимо установить внутреннее

					Мероприятия по проведению ремонта заменой «катушки»	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		60

герметизирующее устройство (ВГУ) в газопровод на расстоянии не менее 8-10 м от места реза. ВГУ накачивается воздухом или инертным газом до давления, установленного изготовителем ВГУ, для плотного прилегания к внутренней поверхности трубы.

Для нашего случая выбираем ВГУ типа УГО-1000-1М (устройство герметизирующее отключающее) со следующими характеристиками. Материал – прорезиненная ткань, диаметр 1000 мм, длина 1200 мм, масса 9 кг., рабочее избыточное давление 10 ± 1 кПа. УГО-1000-1М изготавливается на основании ТУ 2567-048-75252038-2006 Научно-исследовательским институтом резиной промышленности (НИИРП).

Работник, оснащенный необходимыми СИЗ, входит в трубу через люк и удаляет конденсат, при соблюдении мер предосторожности, указанных в Федеральных нормах и правилах в области промышленной безопасности.

Для отключения газопровода и обеспечения безопасности работ на ремонтном участке можно применять три метода, соответствующих требованиям СТО Газпром 14-2005 [15]: вырезка демонтируемого участка трубы под давлением газа после установки ВГУ, вырезка демонтируемого участка трубы вентиляцией полости между установленными по два ВГУ, и вырезка демонтируемого участка трубы вентиляцией полости между установленными ВГУ и местом работ.

Считается, что метод вырезки при избыточном давлении газа и вентиляции полости между установленными по два ВГУ является наиболее оптимальным. В выбранном способе, порядок выполнения огневых работ таков:

1) Выполнение последовательной вырезки технологических отверстий, диаметр которых 25-32 мм и люка, а затем вскрытие резов после остывания. Технологический люк должен быть размером 500x800 мм (рисунок 6.7).

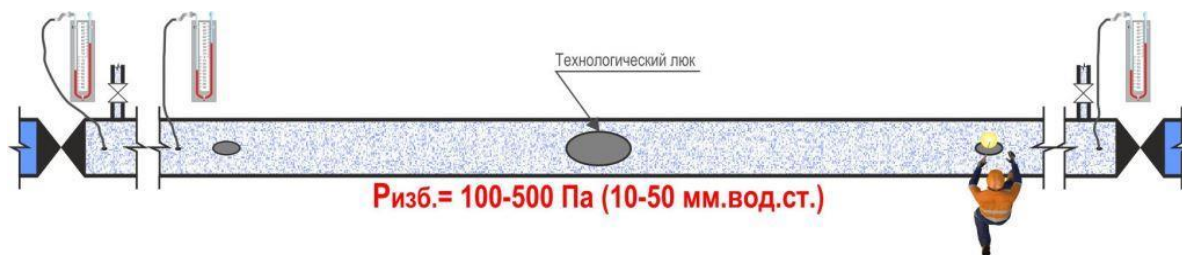


Рисунок 6.7 – Вырезка технологических отверстий и технологического люка

2) Установка первой пары ВГУ 1, 2 (УГО-1000-1М) через технологические отверстия в сторону запорной арматуры (рисунок 6.8), проведение вентиляции участка между ВГУ 1, 2, установка второй пары ВГУ 3, 4 (1000-500-1М) через технологическое отверстие и вывод через отверстия. (рисунок 6.8).

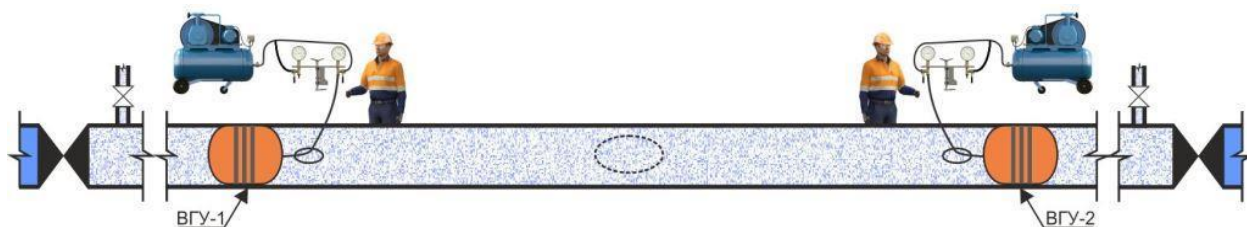


Рисунок 6.8 – Установка первой пары ВГУ 1,2 типа УГО-1000-1М

3) Выполнение черновых резов и демонтаж черновой "катушки" (рисунок 6.9).



Рисунок 6.9 Установка второй пары ВГУ и вырезка черновой «катушки»

4) Сварочно-монтажные работы для установки ремонтной "катушки": разметка и торцевые чистовые резы, подготовка торцов трубопровода, монтаж ремонтной "катушки" со стыковкой с торцами трубопровода, прихватка и заварка стыков (рисунок 6.10).

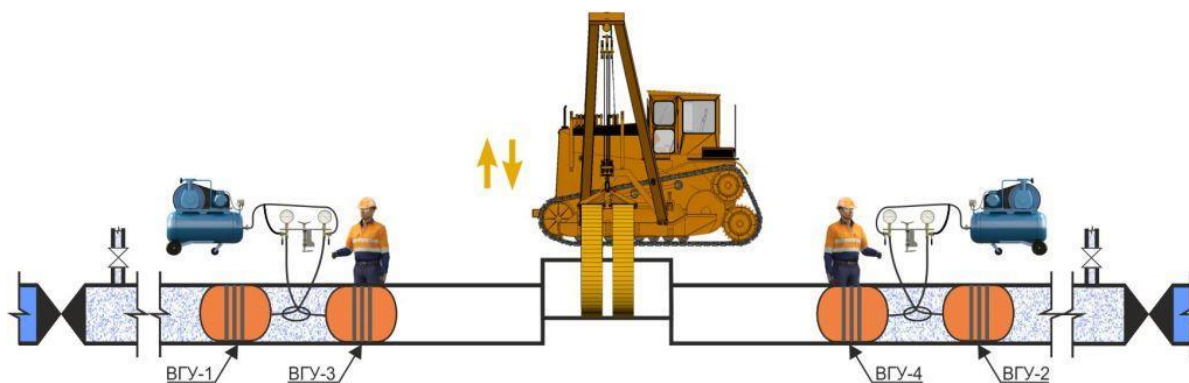


Рисунок 6.10 – Сварочно-монтажные работы

5) Сдвигание ВГУ и последующее их извлечение из полости трубопровода (рисунок 6.11).

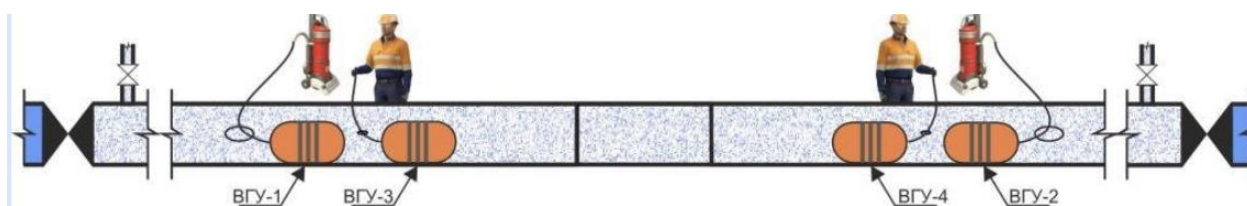


Рисунок 6.11 – Удаление ВГУ

б) Заварка технологических отверстий с помощью заплат и бобышек для герметизации (рисунок 6.12).

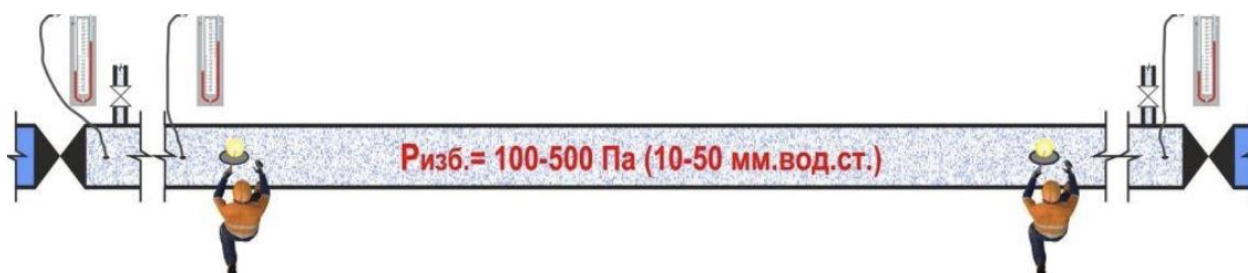


Рисунок 6.12 – Герметизация технологических отверстий

Также необходимо перед началом огневых работ определить толщину стенки трубопровода, для этого необходим ультразвуковой толщиномер ТАУ-538. По заключению выполнения огневых работ все сварные соединения относятся к гарантийным.

Гарантийные стыки монтируются и свариваются соответствующим образом квалифицированными специалистами с опытом работы не менее 3 лет и положительным аттестатом Госгортехнадзора России. Каждое такое соединение должно пройти радиографический и ультразвуковой контроль. В случае низкой температуры воздуха акт контроля осуществляется с применением специальных радиографических пленок. На каждое гарантийное сварное соединение составляется акт установленной формы и передается в эксплуатационную службу для внесения в документацию.

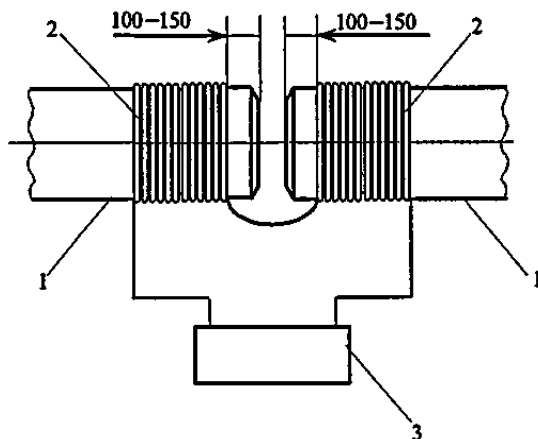
Технологические отверстия герметизируются сваркой (вваркой) заплат или приваркой патрубков с днищами. Уплотнение зазоров может быть выполнено асбестовым шнуром, пропитанным силикатным клеем.

6.6 Мероприятия по размагничиванию соединений перед сваркой

Для устранения намагниченности соединений перед сваркой, согласно рекомендациям СТО Газпром 2-2.3-137-2007 [22], можно использовать компенсационный метод с помощью сварочного тока. Чтобы выполнить этот метод, нужно произвести несколько шагов: определить направление и величину магнитного поля в контрольных точках вокруг сварного соединения, намотать сварочный кабель на оба конца труб с отличающимся магнитным полем, подключить кабель к источнику тока и контролировать изменение магнитного поля при увеличении тока.

Если размагничивание проводится при знакопеременном магнитном поле, то нужно проводить компенсационный метод на участках соединения с наибольшей величиной и одним направлением магнитного поля, а затем - на участках соединения с другим направлением поля.

					Мероприятия по проведению ремонта заменой «катушки»	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		63



1 – труба; 2 – сварочный кабель; 3 – сварочный источник питания постоянного тока

Рисунок 6.13 – Схема монтажа оборудования для размагничивания соединений перед сваркой компенсационным методом

6.7 Мероприятия по противокоррозионной изоляции

После выполнения врезки «катушки» на отремонтированном участке проводят процедуру наложения противокоррозионного защитного покрытия.

В соответствии с ГОСТ Р 51164-98, для изоляции в трассовых условиях необходимо использовать грунтовку полимерную вулканизирующуюся, ленту изоляционную полимерную с вулканизирующимся слоем и обертку защитную полимерную липкую.

Популярной антикоррозийной системой является состав, включающей:

- 1) Грунтовку — Праймер НК-50.
- 2) Основной слой — Пленка Полилен 40-ЛИ-63 или Полилен 40-ЛИ-45;
- 3) Защитный слой — Обертка Полилен 40-ОБ-63;

Контроль качества изоляционного покрытия включает проверку отдельных операций и готового покрытия с использованием различных приборов, таких как электронный толщиномер, адгезиметр и вихретоковый толщиномер.

Адгезию изоляции с помощью адгезиметра типа АМЦ-2-20. Для установки адгезиметра на изоляционном покрытии предварительно подготавливается площадка, на которой формируется образец площадью 1 см². Прибор фиксирует максимальное усилие сдвига площадки, а по нему определяется значение адгезии. Толщину изоляционного слоя контролировать с помощью вихретоковых толщиномеров, предел измерения толщины 0-10мм.

6.8 Основные средства механизации и оборудование применяемое при производстве работ

Для механизации грузоподъемных работ, связанных с демонтажем и монтажом катушки в котлован, применяется краном-трубоукладчиком

					Мероприятия по проведению ремонта заменой «катушки»	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		64

(рисунок 6.14). На основании технических характеристик крана-трубоукладчика, массы поднимаемой катушки с учетом грузозахватных приспособлений и на основании требований ФНП 533 [20] для выполнения работ принимаем кран-трубоукладчик типа Четра ТГ-503 с траверсой 10МВТ1/2-25/175 (рисунок 6.16). Грузовая и высотная характеристика которого представлены на рисунке 6.15.



Рисунок 6.14 – Кран-трубоукладчик Четра ТГ-503

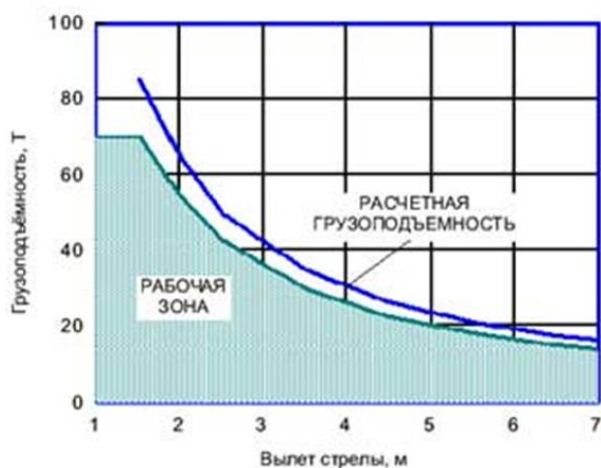


Рисунок 6.15 – Грузовая и высотная характеристики крана-трубоукладчика

С учётом ширины котлована с откосами, примерное значение вылета стрелы крана-трубоукладчика будет 6,5 м, что для крана-трубоукладчика типа Четра ТГ-503 приемлемо, так как длина стрелы 8.6 м, а грузоподъёмность с учётом трубы, изоляции и траверса будет составлять не более 1 тонны. Технические характеристики представлены в таблице 6.4.

Таблица 6.4 – Технические характеристики крана-трубоукладчика
Четра ТГ-503

Параметр	Четра ТГ-503
Грузоподъемность, т, на вылете 2,5 м/ 1,22 м	50,0/ 102,0
Масса эксплуатационная, т	69
Длина стрелы, м	8,6
Высота подъема крюка, м	8,04
Вылет крюка мин., м	2,07

По характеристики вылету стрелу 5 м соответствует допустимая грузоподъемность, равная 20 т, что для одной трубы длиной 2 метра, диаметром 1020 мм и толщиной стенки 12 мм более, чем достаточно.

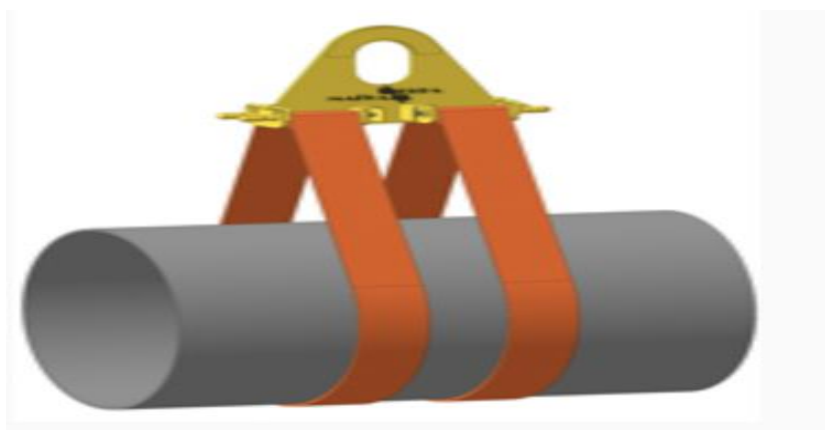


Рисунок 6.16 – Траверса для перемещения с двумя мягкими полотенцами

Таблица 6.5 – Технические характеристики траверсы с двумя мягкими полотенцами.

Назначение	Маркировка	Г/ц, т	Масса, кг	Рабочая длина пальца, мм	Габаритные размеры, мм
Траверса для перемещения труб с двумя мягкими полотенцами с шириной ленты 140-175 мм	10МВТ1/2-25,0/175	25,0	115,0	200	1490x318x650

Для выполнения работ по снятию плодородного слоя грунта, а также для засыпки и планировки грунта принимаем один из наиболее распространенных бульдозеров Российского производства 10го тягового класса – бульдозер Б-10МБ (рисунок 6.17) в болотоходном исполнении гусениц оснащенный бульдозерно-рыхлительным оборудованием.



Рисунок 6.17 – Бульдозер Б10М ЧТЗ

С учетом необходимой глубины копания до 2,5 м при разработке котлована и приямков принимаем экскаватор на гусеничном ходу, российского производства ЕК-270 объемом ковша 1,2 м³ и глубиной копания до 6,3 м. (рисунок 6.18).



Рисунок 6.18 – Экскаватор Кранекс ЕК 270

Для проведения мероприятия по опрессовке трубы для изготовления «катушки» применяем наполнительно-опрессовочный агрегат АНО – 161 с номинальной производительностью наполнительного насоса до 100 м³/час и номинальным давлением опрессовочного насоса 12,5 МПа.

Для проведения герметизации участка МГ диаметром 1020 мм при проведении огневых работ применяем ВГУ (рисунок 6.19) марки УГО-1000-1М

					<i>Мероприятия по проведению ремонта заменой «катушки»</i>	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		67



Рисунок 6.19 – ВГУ УГО-1000

Таблица 6.6 – Технические характеристики УГО-1000

Обозначение	Материал	Габаритные размеры		Масса, кг	Раб. избыточ. давление, кПа (кгс/см ²)
		D, мм, не более	L, мм, не более		
УГО-1000-1М	прорезиненная ткань	1000	1200	9	10,0±1,0 (0,10±0,01)

Для проведения работ по понижению УГВ в случае необходимости принимаем мотопомпу Patriot MP 3065 SF (рисунок 6.20) для откачки загрязненной воды с размером частиц до 13 мм. Производительность агрегата – до 60 м³/час, высота подъема до 30 м.



Рисунок 5.20 – Мотопомпа Patriot MP 3065 SF

Для выполнения работ по очистке трубы от изоляции в нашем случае рационально применить малогабаритную однороторную очистную машину ОМР-1220. Основные характеристики приводятся в таблице 6.7. Общий вид представлен на рисунке 6.21.

Таблица 6.7 – Технические характеристики малогабаритной очистной машины ОМР-1220

Наружный диаметр трубопровода, мм	1020, 1220
Количество роторов, шт	1
Количество инструментов на рабочем колесе, шт	2/4

Скорость перемещения по трубопроводу, м/час	53-126
Преодолеваемый уклон трубопровода, град.	до 15
Степень очистки поверхности по ВСН 008-88	4
Установленная мощность, кВт	4,2
Габаритные размеры, мм (без штанги управления)	3804x2340x2525
Масса, кг	5100



Рисунок 6.21 – Малогабаритная однороторная очистная машина ОМР-1220

Адгезию (прилипаемость) слоя мастики проверяют адгезиметром АМЦ-2-20 представленном на рисунке 6.22.



Диапазон взвешивания	0,05-20,0 кг
Диапазон измерения среднеинтегральной величины адгезии	0,01-20,0 кг
Цена деления	0,01 кг
Среднеквадратичная погрешность в рабочем диапазоне температур	0,01·N+0,01
Диапазон рабочих температур	-20...+45 °С
Напряжение питания	3,0 В
Потребляемая мощность	менее 40,0 мВт
Тип индикатора	Жидкокристаллический, без подсветки
Тип датчика	Интегральный тензометрический преобразователь силы
Возможность подключения к компьютеру	Опционально

Рисунок 6.22 – Технические характеристики и общий вид Адгезиметра АМЦ-2-20

Для нагревания свариваемых кромок трубопровода, а также для нагрева трубы перед нанесением изоляционного покрытия возможно применение индукционного нагревателя УИНТ-30-4,0-0. Основные технические характеристики нагревателя представлены в таблице 6.8.

Таблица 6.7 – Основные технические характеристики нагревателя

Характеристика	Значение
Мощность (3 фазы 380В), кВт	35
Температура нагрева, °С	300
Максимальный диаметр трубопровода, мм	400-1420
Режим эксплуатации ПВ, %	50
Температура окружающей среды, °С	от-30 до +40
Габаритные размеры, мм	910x552x592
Вес, кг	130

Для нанесения защитного полимерного ленточного покрытия на наружную поверхность трубопровода при ремонте в условиях траншеи в диапазоне рабочих температур окружающей среды от -40 град.С + 40 град.С. в нашем случае можно применить изоляционную машину ИМ–1220У. Основные технические характеристики изоляционной машины приведены в таблице 6.8.

Таблица 6.9 – Основные технические характеристики изоляционной машины

Основные параметры	ИМ–1220У
Диаметр изолируемого трубопровода, мм	1020, 1220
Максимальная производительность, м/ч	400
Мощность электродвигателя, кВт	15,0
Объем битумной мастики в емкости, куб. м	0,8
Температура битумной мастики, °С	145 – 170
Усилие натяжения рулонных материалов, кгс/см	1,0 – 1,5
Габаритные размеры, мм (длина x ширина x высота)	2700 x 2000 x 2600
Масса, кг	3000

Для центровки труб используется гидравлический центратор ЦНГ 1020 (рисунок 6.23). Он уникален тем, что в рабочем состоянии сварщик может варить стык трубопровода непрерывно, так как в центраторе предусмотрены пазы для прохождения электрода. Преимущества гидравлического центратора в том, что на нем установлен гидродомкрат для более крепкого стягивания труб друг с другом.



Рисунок 6.23 – Центратор ЦНГ 1020

Выводы

1. Определен состав работ на устранение дефекта потери металла методом замены «катушки».
2. Определены мероприятия по проведению гидравлических испытаний трубы «катушки» и мероприятия по подготовке к проведению огневых работ.
3. Определены мероприятия по ведению огневых работ при замене дефектной «катушки» способом вырезки демонтируемого участка трубы после вентиляции полости между ВГУ.
4. Разработаны мероприятия по противокоррозионной обработке и проверки качества изоляционного покрытия.
5. Подобраны основные машины и механизмы для производства работ.

					<i>Мероприятия по проведению ремонта заменой «катушки»</i>	<i>Лист</i>
						71
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		

7 Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение

В данном разделе выпускной квалификационной работы рассматриваются затраты на проведение мероприятий по проведению ремонта катушкой участка магистрального газопровода "Парабель-Кузбасс 2". Потенциальным потребителем является компания ООО «Газпром трансгаз Томск». Работы ведутся в Парабельском районе Томской области.

Эксплуатационные затраты на проведение капитального ремонта состоят из следующих элементов:

- затраты на оборудование и материалы.
- затраты на оплату труда;
- прочие затраты.

7.1 Затраты на строительные машины, оборудование и материалы

Работы по замене "катушки" газопровода включают в себя комплекс различных работ. Для данных работ был произведен подбор необходимых строительных машин, оборудования и материалов.. Стоимость материалов и оборудования взята по прайс-листам заводов-изготовителей за 2023 год.

Результаты расчетов полной стоимости оборудования для ремонта трубопровода "Парабель-Кузбасс 2" приведены в таблице 7.1.

Таблица 7.1 – Оборудование для ремонта трубопровода "Парабель-Кузбасс 2"

Наименование	Марка	Кол, шт.	Цена ед.,руб.	Стоимость Всего оборудования, руб.	Транспортные расходы, руб.	Полная стоимость, тыс. руб.
Экскаватор	Кранекс ЕК 270	1	7500000	7500000	100000	7600
Бульдозер	Б10М ЧТЗ	1	15000000	15000000	200000	15200

					<i>Организация производства работ по ремонту участка магистрального газопровода «Парабель-Кузбасс 2»</i>		
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата			
Разраб.		Павлюк М. Е.			Лит.	Лист	Листов
Руковод.		Гончаров Н.В.				72	98
Рук. ДОП.		Чухарева Н.В.			<i>Отделение нефтегазового дела, группа 2Б92</i>		

Кран- трубоукладчик	Четра ТГ-301	1	10000000	10000000	200000	10200
Траверса	10МВТ1/2- 25/175	1	50000	50000	3000	53
Наполнитель- но-опрессов- очный агрегат	АНО – 161	1	600000	600000	8000	608
ВГУ	УГО-1000- 1М	4	12500	60000000	1500	51,5
Малогоба- ритная однороторная очистная машина	ОМР- 1220	1	700000	700000	12000	712
Адгезиметр	АМЦ- 220	1	50000	50000	800	58
Индукцион- ный нагреватель	УИНТ- 30-4,0-О	1	35000	35000	1200	36,2
Изоляционная машина	ИМ- 1220У	1	7000	7000	800	7,8
Гидравличес- кий центратор	ЦНГ- 1020	1	52000	52000	11000	63
Аппарат для воздушно плазменной резки	ДС120П 33	1	400000	400000	4200	404,2
Грунтовка, бочка 100 л	Праймер НК-50	1	16000	16000	800	16,8
Плѐнка и обѐртка защитного слоя, 100 м	Полилен 40-ОБ-63	1	12000	12000	800	12,8
Итого						35023,3

7.2 Затраты на оплату труда сотрудников

Продолжительность ремонта газопровода составляет 3 суток (72 часа) с учетом подготовительных работ – 5 суток. Работы проводятся с учетом совмещения отдельных видов работ одну смену.

Продолжительность смены – 12 часов. Начало выполнения ремонта – 2 квартал года квартал года (апрель). То есть, каждый из работников в ходе ремонта отработает 60 часов. В таблице 7.2 представлены специальности рабочих и их заработные платы.

Таблица 7.2 – Оплата труда сотрудников за 5 дней работы

Должность	Кол-во	Часовая оплата	Оклад	Премия, доплаты (10%) руб.	Рай. коэф. (1,5)	ЗП 1-го сотрудника, руб.	Итого, тыс. руб.
Рабочие							
Машинист экскаватора	1	250	15000	1500	7500	24000	24
Машинист бульдозера	1	250	15000	1500	7500	24000	24
Машинист трубо-укладчика	1	250	15000	1500	7500	24000	24
Сварщик	2	300	18000	1800	9000	28800	57,6
Монтер по защите газопровода от коррозии	1	300	18000	1800	9000	28800	28,8
Главный инженер	1	350	21000	2100	10500	33600	33,6
Трубопроводчик линейный	3	250	15000	1500	7500	24000	72
Итого	10						264

С учётом социальных отчислений в размере 30.2%, затраты на заработную плату сотрудникам увеличатся в 1,302 раза, расчёт производится по формуле 7.1:

$$\text{Полные затраты} = \text{затраты без социальных отчислений} + 30.2\%, \quad (7.1)$$

$$\text{Полные затраты} = 264 \text{ тыс. рублей} \cdot 1,302 = 343,728 \text{ тыс. рублей};$$

Итоговые затраты на оплату труда сотрудников составят: 343,728 тыс. рублей.

7.3 Прочие затраты

Прочие расходы включают в себя: ремонт оборудования, накладные расходы, содержание административно-управленческого персонала, расходы на электроэнергию, дизтопливо, воду и т.д. и составляют 1% от прямых затрат.

Заключительная смета затрат на капитальный ремонт участка магистрального газопровода представлена в таблице 7.3.

Таблица 7.3 – Смета затрат на ремонт газопровода

№	Наименование затрат	Стоимость, тыс. руб.	Удельный вес, %
1	Строительные машины, оборудование и материалы	35023,3	98,25
2	Оплата труда	264	0,75
3	Прочие затраты	356,4	1
	Всего затрат:	35643,7	100

Вывод по главе

Финансовый менеджмент имеет особую важность на всех стадиях работы производства или организации. Его главной задачей является управление финансовыми операциями и денежными потоками в нужный период времени для их рационального использования в соответствии с намеченными планами и реальными нуждами. Исходя из этого, в данном разделе был произведен расчет экономических затрат на ремонт участка магистрального газопровода “Парабель-Кузбасс 2” а также приведена диаграмма структуры затрат (рис.7.1).

Структура затрат

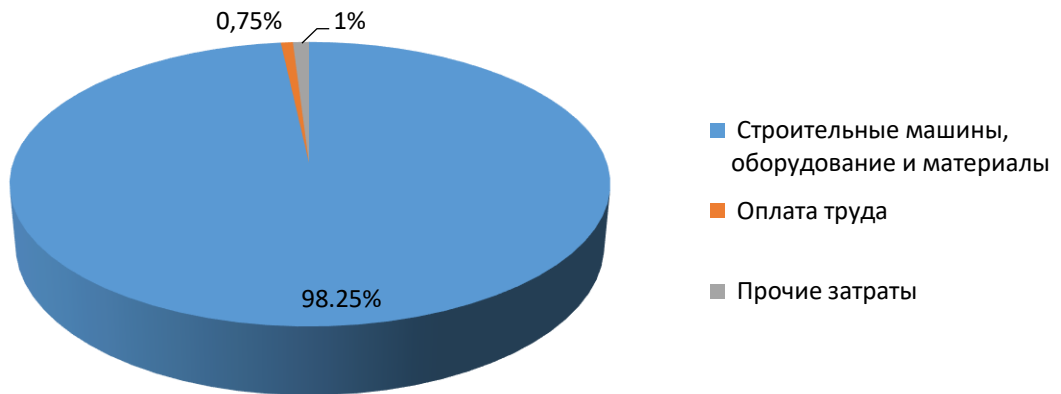


Рисунок 7.1 – Структура затрат на проведение ремонта газопровода

					<i>Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение</i>	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		76

8. Социальная ответственность

В данной работе рассматривается ремонт магистрального газопровода «Парабель-Кузбасс-2». Объект ремонта располагается в Парабельском районе Томской области. Район расположен в пределах в юго-восточной части Западно-Сибирской равнины, охватывает бассейн реки Обь. Основным рабочим местом при производстве работ является открытый воздух. Работы производятся в дневное время суток.

8.1 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности

8.1.1 Специальные (характерные для рабочей зоны исследователя) правовые нормы трудового законодательства

Работодатели обязаны обеспечить обязательное социальное страхование работников от несчастных случаев на производстве и профессиональных заболеваний.

Производство работ в местах, где имеется или может возникнуть повышенная производственная опасность, должно осуществляться по наряду - допуску.

Производственный персонал обязан иметь квалификационные удостоверения, подтверждающие их обучение и допуск к работе по профессии, а также документы подтверждающие, что работники прошли проверку знаний по охране труда и пожарной безопасности. Другие удостоверения и свидетельства предоставляются в зависимости от выполняемых видов работ, объектов ведения работ и связанных с ними рисков.

8.1.2 Организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны

Рабочие места, объекты, проезды и подходы к ним, проходы и переходы в темное время суток должны быть освещены. Организация обязана организовать размещение учебного класса/класса по охране труда для проведения обучающих мероприятий. Организация самостоятельно и за свой счет обеспечивает: питание персонала; снабжение питьевой водой,

					<i>Организация производства работ по ремонту участка магистрального газопровода «Парабель-Кузбасс 2»</i>			
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>				
<i>Разраб.</i>		<i>Павлюк М. Е.</i>			<i>Социальная ответственность</i>	<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Руковод.</i>		<i>Гончаров Н.В.</i>					77	98
<i>Рук. ДОП.</i>		<i>Чухарева Н.В.</i>				<i>Отделение нефтегазового дела, группа 2Б92</i>		

технической водой; вывоз жидких, твердых и производственных отходов, установку септиков для сбора жидких отходов, оборудование и содержание площадок временного хранения твердых бытовых и производственных отходов.

Организация обеспечивает минимальный набор работоспособных средств коллективной защиты: средств оказания первой помощи; средств первичного пожаротушения; систем оповещения о ЧС на объекте.

В местах перехода через траншею над нефтепроводом мне необходимо пользоваться только инвентарными мостиками, имеющими не менее одной промежуточной опоры.

При появлении трещин на стенках траншеи нужно удалить работников из траншеи и принять меры по предотвращению обрушения грунта.

При рытье траншей в местах прохода людей или проезда автотранспорта должны быть установлены ограждения и знаки безопасности, а в ночное время должен быть установлен световой сигнал безопасности

В пожароопасный период организация должна отделять территорию объекта от прилегающих лесных и полевых массивов минерализованной полосой 2x0,7 м в соответствии с действующей нормативной документацией.

8.2 Производственная безопасность

При ремонте трубопровода могут возникнуть потенциально опасные и вредные факторы, возникающие под действием основных элементов производственного процесса на данной территории. Их перечень приводится в таблице 8.1.

Таблица 8.1 – Возможные опасные и вредные факторы

Этапы работ	Факторы(ГОСТ 12.0.003-2015)	Нормативный документ
1. Ремонт на линейной части магистрального газопровода	Опасные:	ГОСТ 12.1.010-76
	1. Пожаро - и взрывоопасность	ГОСТ 12.1.004-91
	2. Движущиеся машины и механизмы производственного оборудования (в том числе грузоподъемные)	ФНП N 101 ГОСТ 12.3.002-2014 ССБТ

	3. Производственные факторы, связанные с электрическим током (электрическая дуга и металлические искры при сварке).	СТО Газпром 2-2.2-136-2007 СТО Газпром 2-2.2-137-2007
	Вредные: 1. Производственные факторы, связанные с аномальными микроклиматическими параметрами воздушной среды на месте нахождения работающего.	ГОСТ 12.4.011-89 СанПиН 2.2.4.548- 96
	2. Повышенная запыленность и загазованность воздуха рабочей зоны	СанПиН 2.2.4.1294- 03 ГОСТ 12.1.005-88
	3. Повышенный уровень шума и вибрации	ГОСТ 12.1.003-2014 ССБТ СП 51.13330.2011
	4. Отсутствие или недостаток необходимого искусственного освещения	ГОСТ Р 55706-2013 СП 52.13330.2016

8.2.1 Анализ потенциально опасных производственных факторов и мероприятия по их устранению

Пожаро - и взрывоопасность

Опасность возгорания или взрыва высока вследствие работы с горючим углеводородным сырьем. В траншеях, где происходит непосредственно ремонт, может скапливаться газ, который может привести к взрывам.

Результатами негативного воздействия пожара и взрыва на организм человека являются ожоги различной степени тяжести, повреждения и возможен летальный исход.

Предельно – допустимая концентрация паров нефти и газов в рабочей зоне не должна превышать 300 мг/м³, при условии защиты органов дыхания, не должно превышать предельно – допустимую взрывобезопасную концентрацию для паров нефти и газа 2100 мг/м³.

При проведении огневых работ необходимо оформить наряд-допуск, а также использовать газовый анализатор-сигнализатор на всем протяжении выполнения работ.

Работы, связанные с возможным выделением взрывоопасных продуктов, должны проводиться с применением инструмента, не дающего искр в спецодежде, не накапливающей статическое электричество, обуви, не имеющей металлических вставок. Для освещения применяются светильники не выше 12 В, выполненные во взрывоопасном исполнении. Перед началом основных работ в ремонтном котловане пожарная автоцистерна устанавливается не ближе 30 м от места производства работ.

Площадка производства работ должна быть оборудована первичными средствами пожаротушения (огнетушители, ящик с песком).

Перед началом выполнения работ, в местах возможного выделения в рабочую зону пожароопасных, взрывопожароопасных концентраций газа, в том числе в траншее, необходимо произвести анализ воздушной среды газоанализатором.

Во время работы замеры воздушной среды производить не реже 1 раза в 30 минут с отметкой в наряде-допуске. При проведении работ: при вырезке технологических отверстий, установки ВГУ, замены участка газопровода, замер производить постоянно. В качестве основных средств пожаротушения используются огнетушители ОВП-10, автоцистерны АЦ-04 и другие.

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

В полевых условиях при строительстве газопровода возможность получения механических травм очень высока. Значительным фактором являются движущиеся машины и механизмы производственного оборудования (в т.ч. грузоподъемные). Повреждения могут быть разной тяжести вплоть до летального исхода.

Руководители организаций, выполняющих строительно-монтажные работы с применением строительных машин и механизмов, обязаны назначать

					Социальная ответственность	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		80

ИТР, ответственных за безопасное проведение этих работ из числа лиц, прошедших проверку знаний, правил и инструкций по безопасному ведению работ с применением данных машин и механизмов.

До начала работы с применением машин и механизмов руководитель работы должен определить схему движения и место установки их места и способы зануления (заземления) машин, имеющих электропривод, указать способы взаимодействия и сигнализации машиниста (оператора) с рабочим - сигнальщиком, обслуживающим машины, определить (при необходимости) местонахождение сигнальщика, а также обеспечить надлежащее освещение рабочей зоны. На месте работы машин и механизмов должно быть обеспечено хорошее обозрение рабочей зоны и маневрирование.

При погрузочно-разгрузочных работах строповать грузы следует инвентарными стропами или специальными грузозахватными устройствами, изготовленными по утвержденному проекту (чертежу). Способы строповки должны исключать падение или скольжение застропованного груза. Запрещается при выполнении погрузочно-разгрузочных работ строповка груза, находящегося в неустойчивом положении, а также смещение строповочных приспособлений на приподнятом грузе.

Такелажные приспособления (пеньковые канаты, тросы, стропы, цепи) и грузоподъемные механизмы (тали, лебедки, краны), применяемые при эксплуатации и ремонте, должны быть проверены и снабжены клеймами или бирками с указанием допустимых нагрузок, дат приведенного и очередного испытания.

При погрузке и разгрузке труб должны быть приняты меры против самопроизвольного их скатывания со штабелей или транспортных средств.

При сильном притоке грунтовых вод стенки ремонтного котлована должны крепиться металлическими или деревянными шпунтами, а при их отсутствии – деревянными сваями.

Производственные факторы, связанные с электрическим током (электрическая дуга и металлические искры при сварке).

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

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

положения сварки, а также типа свариваемого металла, аналогичных предстоящим условиям сварки. Ко всему вышеперечисленному, должен быть оформлен наряд-допуск на огневые работы.

Сварщики и их помощники обязаны работать с применением соответствующих СИЗ, в том числе надевать спецодежду и спецобувь, а также пользоваться щитком или маской. При потолочной сварке сварщик должен дополнительно надевать асбестовые или брезентовые нарукавники.

При сварке цветных металлов и сплавов, содержащих цинк, медь или свинец, сварщик должен пользоваться и соответствующим противогазом.

Газорезчики должны работать в очках со специальными светофильтрами. При зачистке сварных швов от шлака и графа работники должны быть в предохранительных очках. Для подвода тока к электродержателю должны применять гибкие изолированные провода, защищенные от повреждений. Запрещается применять провода с нарушенной изоляцией.

Сварочный аппарат и вспомогательные устройства должны располагаться не ближе 20м от места огневой работы. После окончания работы или перерыва электросварочный аппарат должен быть выключен.

В качестве источника электроэнергии на производственной площадке предусмотрены четыре дизельных генератора АМПЕРОС АД 13-Т400 мощностью по 13 кВт. Снабжение электроэнергией площадки ВЗиС предусмотрено дизельным генератором АМПЕРОС АД 20-Т400 мощностью 20 кВт.

Система электропитания вагонов-бытовок комплектуется управляющим щитом, включающим в себя автоматические выключатели и устройство защитного отключения.

Металлические части электроустановок, корпуса электрооборудования и приводное оборудование – заземлены, занулены в соответствии с правилами устройства электроустановок (ПУЭ).

При выполнении всех видов работ в пределах охранных зон линий электропередач без снятия напряжения строительные машины должны заземляться. В охранных зонах ВЛ запрещается:

- устраивать свалки, размещать горюче-смазочные материалы,
- разводить огонь,
- сбрасывать и сливать едкие, коррозионные и горюче-смазочные ма-

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

- териалы,
- набрасывать и приближать на провода и опоры посторонние предметы, а также подниматься на опоры,
- проводить работы и пребывать в охранной зоне ВЛ во время грозы и экстремальных погодных условий.

Размеры охранных зон линий электропередач в обе стороны от крайних проводов составляют:

- ВЛ 0,4 кВ – 2,0 м;
- ВЛ 10 кВ – 10,0 м;
- ВЛ 110 кВ – 20,0 м.

Установка крана (трубоукладчика) на расстоянии менее 30 м от крайнего провода линии электропередачи или воздушной электрической сети напряжением более 42 В должна осуществляться только по наряду - допуску. Работа крана (трубоукладчика) вблизи линии электропередачи должна производиться под непосредственным руководством лица, ответственного за безопасное производство работ кранами (трубоукладчиками).

Все временные сооружения необходимо оснастить молниеотводом. Все элементы конструкций, находящихся на крыше здания (антенны, мачты т.п.) должны быть расположены внутри защищаемого пространства. Расстояние молниеприемников до линий электропередачи должно быть не менее 3 м. Каждый молниеприемник должен иметь не менее одного соединения с заземлением.

8.2.2 Анализ потенциально вредных производственных факторов и мероприятия по их устранению

Производственные факторы, связанные с аномальными микроклиматическими параметрами воздушной среды на местонахождении работающего

При работе на открытом воздухе на человека оказывает влияние показатели климата, который почти на всей территории данного района умеренно-континентальный, но с высокой степенью влажности. Летом температура достигает +30°C, зимой опускается до -25°C. В течение года повышенное количество осадков наблюдается в летние месяцы. Отрицательные температуры воздуха на данной территории устанавливаются в начале ноября

и держатся до конца марта включительно. Такие показатели могут привести к ухудшению общего самочувствия человека.

Всем членам бригады выдается спецодежда. Летом: костюм безветренный, костюм хлопчатобумажный с водоотталкивающим покрытием, костюм противоэнцефалитный, сигнальный жилет, сапоги кирзовые. Зимой: куртка на утепленной прокладке, костюм зимний с пристегивающейся утепляющей прокладкой, обувь с подноском, выдерживающим удар 200 Дж, противоскользящие устройства на обувь.

Работы на открытом воздухе в условиях низких температур должны проводиться при соблюдении требований к мерам защиты работников от охлаждения. Допустимое время пребывания на холоде и минимальное количество 10 минутных перерывов за 4 часа работы определяется в соответствии с методическими рекомендациями МР 2.2.7.2129-06.

Необходимо обеспечить температуру воздуха в местах обогрева на уровне 21-25°C. Помещение должно быть оборудовано устройствами для обогрева кистей и стоп, температура которых должна быть в диапазоне 35-40°C[1].

Повышенная запыленность и загазованность воздуха рабочей зоны

В результате ремонтных работ трубопровода возможна загазованность, так как используется различного рода техника и оборудование, не исключающая возможность повреждения трубопровода.

Содержание вредных веществ в воздухе рабочей зоны не должно превышать предельно допустимых концентраций. Разрешается работа без противогаза при загазованности воздуха природным газом менее 300 мг/м³.

При выполнении работ, при которых возможна загазованность, следует выполнять бригадой исполнителей в составе не менее двух человек. Члены бригады должны быть обеспечены соответствующими средствами индивидуальной защиты органов дыхания и кожных покровов, спецодеждой, спецобувью, инструментом, приспособлениями и вспомогательными материалами.

Перед началом и во время огневых работ, при возможности выделения сжиженных углеводородных газов (далее – СУГ), в помещениях, а также в 20-метровой зоне от продувочных свечей и рабочего места на территории должен проводиться анализ воздушной среды на содержание СУГ не реже

					Социальная ответственность	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		84

чем через каждые 30 мин. Объемная доля газа в воздухе не должна превышать 20 % нижнего концентрационного предела воспламенения пламени.

При наличии паров пропана нижний концентрационный предел воспламенения газа составляет 2,1 %, паров нормального бутана 1,5 %. Пробы должны отбираться в наиболее плохо вентилируемых местах[2].

При наличии в воздухе паров СУГ, независимо от концентрации, огневые работы должны быть приостановлены. Ремонтные работы могут быть возобновлены только после ликвидации и устранения утечек газа и анализа отсутствия опасной концентрации газа в воздухе на рабочем месте. При предельно допустимой концентрации газа в воздухе рабочей зоны, превышающей 300 мг/м³, работы по ликвидации и устранению утечек газа должны выполняться в шланговых противогазах.

Повышенный уровень шума и вибрации

При работе на специальных машинах при ремонте трубопровода, а также при использовании рабочей техники и приборов происходит воздействие повышенного уровня шума на человека.

Внезапные шумы высокой интенсивности, могут вызвать как острые нейросенсорные эффекты (головокружение, звон в ушах, снижение слуха), так и физические повреждения (разрыв барабанной перепонки с кровотечением, поражения среднего уха и улитки).

Если уровень шума на рабочем месте выше 80 дБА, работодатель должен провести оценку риска здоровью работающих и подтвердить приемлемый риск. Работы в условиях воздействия эквивалентного уровня шума выше 85 дБА не допускаются. Для этого проводится СОУТ (комплекс мероприятий по выявлению вредных или опасных факторов производственной среды и трудового процесса, оценке их воздействия и применения средств защиты работника). Нормирование уровней шума в производственных условиях осуществляется по ГОСТ 12.1.003-83.

Мероприятия по борьбе с шумом:

- Применение наушников, берушей, шлемов,
- Использование необходимых технических средств (защитные экраны, кожухи, звукопоглощающие покрытия, изоляция, амортизация),
- Ограничить продолжительность и интенсивность воздействия шума до уровня приемлемого риска.

СИЗ органов слуха следует выбирать в зависимости от частотного спектра шума на рабочем месте. Типы и группы СИЗ органов слуха следует выбирать в соответствии с требованиями СП 51.13330.2011.

Работающие, пользующиеся СИЗ, должны быть проинструктированы должны быть проинструктированы о правилах пользования этими средствами и способам проверки их исправности.

При проведении электросварочных и газопламенных работ воздействующий шум не должен превышать значений, предусмотренных требованиями.

Производственная вибрация, характеризующаяся значительной амплитудой и продолжительностью действия, вызывает у работающих раздражительность, бессонницу, головную боль, ноющие боли в руках людей, имеющих дело с вибрирующим инструментом. При длительном воздействии вибрации перестраивается костная ткань. Возрастает проницаемость мелких кровеносных сосудов, нарушается нервная регуляция, изменяется чувствительность кожи. Нормируемый диапазон частот устанавливается для локальной вибрации в виде октавных полос со среднегеометрическими частотами: 8; 16; 31,5; 63; 125; 250; 500; 1000 Гц; для общей вибрации в виде октавных или 1/3 октавных полос со среднегеометрическими частотами: 0,8; 1; 1,25; 1,6; 2,0; 2,5; 3,15; 4,0; 5,0; 6,3; 8,0; 10,0; 12,5; 16,0; 20,0; 25,0; 31,5; 40,0; 50,0; 63,0; 80,0 Гц[3].

Комплекс профилактических мероприятий, снижающих уровни вибрации оборудования, сокращающих время контакта с ним и ограничивающим влияние неблагоприятных сопутствующих факторов производственной сферы включает гигиеническое нормирование, организационно-технические и лечебно-профилактические меры.

Водители транспортных машин подвергаются воздействию общей и локальной вибрации. На рабочие места передается низкочастотная толчкообразная вибрация беспорядочного характера, возникающая в процессе передвижения машин по неровной поверхности или от работы подвижных частей механизмов. На рабочее место водителя, в том числе на органы управления передается вибрация, возникающая в результате работы двигателя.

Для уменьшения воздействия вибрации применяются вибродемпфирование, а также активная и пассивная виброизоляция.

Работающие с машинами вращательного действия должны быть обеспечены мягкими рукавицами с антивибрационной прокладкой.

					<i>Социальная ответственность</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		86

Отсутствие или недостаток необходимого искусственного освещения

При недостаточном освещении зрительное восприятие снижается, развивается близорукость, появляются болезни глаз и головные боли. Из-за постоянного напряжения зрения наступает зрительное утомление. При недостаточном освещении работающий склоняется к оборудованию, вследствие чего возрастает опасность несчастного случая.

Для строительных площадок и участков работ необходимо предусматривать общее равномерное освещение прожекторами ПЗС 35 с лампами накаливания 500 Вт.

При этом освещенность должна быть не менее 2 лк независимо от применяемых источников света, за исключением автодорог. При подъеме или перемещении грузов должна быть освещенность места работ не менее 5 лк при работе вручную и не менее 10 лк при работе с помощью машин и механизмов [4].

Освещенность помещений и площадок, где производятся погрузочно-разгрузочные работы, а также других мест производства работ, должна соответствовать требованиям соответствующих строительных правил СП 52.13330.2016, РД 1.14-127-2005.

Производство работ на неосвещенных площадках в темное время суток запрещается. При недостаточном освещении места работы, когда машинист плохо различает сигналы стропальщика или перемещаемый груз, работа крана (трубоукладчика) должна быть прекращена.

Площадка, на которую устанавливается экскаватор, должна быть освещена и обеспечивать хороший обзор фронта работ.

Траншея в местах, представляющих опасность падения в нее людей, ограждается предупредительными знаками, освещаемыми в темное время суток.

8.3 Экологическая безопасность

8.3.1 Потери растительного слоя при прокладке временных дорог, при разработке котлована, при складировании материалов

					Социальная ответственность	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		87

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

Временные автомобильные дороги и проезды должны устраиваться с учётом требований по предотвращению повреждения плодородного слоя и древесно-кустарниковой растительности.

Потери растительного слоя при прокладке временных дорог должны быть минимальными. Низкие кустарники вдоль полосы отвода не рекомендуется вырубать. Они сохраняют устойчивость почвы и служат в качестве осадочного фильтра вдоль водоёмов.

Простейшим методом расчистки трассы в редких лесах является прижимание растительности к поверхности будущей дороги.

При выборе методов и средств механизации для производства работ следует соблюдать условия, обеспечивающие получение минимума отходов при выполнении технологических процессов.

Плодородный слой почвы на площади, занимаемой траншеями и котлованами, до начала основных земляных работ должен быть снят и уложен в отвалы для восстановления (рекультивации) земель. При производстве указанных работ следует строго соблюдать требования проекtareкультивации и положения Инструкции по рекультивации земель при строительстве магистральных трубопроводов и Основных положений по восстановлению земель, нарушенных при разработке месторождений полезных ископаемых, проведении геологоразведочных, строительных и иных работ.

Снятие, транспортировка, хранение и обратное нанесение плодородного слоя грунта должны выполняться методами, исключающими снижение его качественных показателей, а также его потерю при перемещениях.

Использование плодородного слоя грунта для устройства подсыпок, перемычек и других временных земляных сооружений для строительных целей не допускается.

После окончания основных работ строительная организация должна восстановить дороги, расположенные в пределах полосы отвода земель или пересекающих эту полосу, а также придать местности проектный рельеф или

восстановить природный. Для этого необходимо внесение минеральных удобрений, известки, рыхление почвы, для улучшения доступа кислорода.

8.3.2 Загрязнение воздушного бассейна

Основные источники загрязнения приземного слоя атмосферы при трубопроводном транспорте газа - аварийные выбросы газа при отказах линейной части магистральных газопроводов и выбросы при проведении технологических операций (пуск и остановка ГПА, продувка пылеуловителей и т.д.), а также продукты сгорания ГПА. Отказы газопроводов вызываются использованием некондиционных исходных материалов (арматура, сварочная проволока и т.п.), нарушением технологии строительно-монтажных работ, ремонта и эксплуатации, коррозией и т.д.

Отрицательное воздействие загрязнителей воздуха обуславливается их токсическими и раздражительными свойствами. Ввиду этого к наиболее опасным загрязнителям атмосферы относят окись углерода и сернистый ангидрид, образующиеся в результате сгорания природного газа, нефти и нефтепродуктов, а также сжиженные газы - аммиак, метан, этилен, этан, пропан, бутан и др.

Допустимой считается концентрация вредного вещества, которая не оказывает прямого или косвенного вредного и неприятного действия на организм человека, не снижает его работоспособности, не ухудшает самочувствия. Недопустимыми являются такие концентрации вредных веществ, которые оказывают влияние на растительность, климат местности, прозрачность атмосферы, условия жизни населения.

Также источниками загрязнения атмосферы являются выхлопные газы от спецтехники, машин и оборудования. Для минимизации воздействия данного фактора должны применяться специальные фильтры, вентиляция или СИЗ органов дыхания.

8.3.3 Негативные воздействия на водные объекты

В водоохраных зонах запрещаются: складирование древесины, мусора и отходов производства, стоянка, заправка топливом, мойка и ремонт тракторно-вездеходной техники, земляные работы.

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

Не допускается сливать в реки, озёра и другие водоёмы воду, вытесненную из трубопровода, без предварительной её очистки. После окончания основных работ строительная организация должна восстановить водосборные каналы, дренажные системы, снегозадерживающие сооружения.

Также необходимо выполнение следующих мероприятий:

- использование емкостей для сбора отработанных ГСМ, хозяйственных и производственных отходов,
- оборудование передвижных емкостей приспособлениями, исключающими разлив ГСМ при их транспортировке и заправке техники,
- строгое соблюдение правил работы в водоохраной зоне,
- озеленение водоохраных зон.

8.4 Безопасность в чрезвычайных ситуациях

Чрезвычайные ситуации (ЧС) – обстановка на определенной территории сложившаяся в результате аварии, опасного природного явления, катастрофы, стихийного или иного бедствия, которые могут повлечь за собой человеческие жертвы, ущерб здоровью людей или окружающей природной среде, значительные материальные потери и нарушение условий жизнедеятельности людей.

Чрезвычайные ситуации подразделяются на следующие виды:

- природные (наводнение, снег, ветер, низкие температуры),
- техногенные (аварии, пожары),
- военные.

В случае объявления на территории объекта ЧС организация незамедлительно предоставляет персонал, технику и оборудование, имеющиеся в её распоряжении для предупреждения и/или ликвидации последствий ЧС.

Также организация должна предоставить оборудование для оказания первой медицинской помощи, первичные средства пожаротушения, средства оповещения в случае ЧС, коллективные средства защиты, резервные средства поддержания работоспособности объекта, средства выживания персонала в случае ЧС на объекте.

Одним из наиболее вероятных чрезвычайных ситуаций при ремонте газопроводов является взрыв на рабочем месте в газоопасных местах, причиной которого могут послужить ошибочные действия работников, отказ приборов контроля, отказ и износ электрооборудования.

Для предотвращения данной чрезвычайной ситуации необходимо усиление контроля над состоянием объекта, проведение инструктажа и учебно-тренировочных мероприятий, оснащение территории датчиками загазованности.

Для снижения потерь в случае ЧС необходим разработанный план ликвидации аварий на магистральных трубопроводах. Также для уменьшения масштабов ЧС необходимо создание и использование систем своевременного оповещения населения, персонала объекта и органов управления, которое позволяет принять своевременные необходимые меры по защите населения и тем самым снизить потери.

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

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Для обеспечения безаварийной работы и увеличения срока службы магистральных трубопроводов необходимо проводить своевременный и качественный капитальный ремонт.

За последнее время объем капитального ремонта линейной части магистральных газопроводов значительно увеличился. Для газовой отрасли важно планировать и оптимизировать использование материальных и технических ресурсов ремонтно-строительного производства.

Эффективность капитального ремонта достигается только комплексным подходом к оптимизации техники, технологии, организации и управлению ремонтно-строительным производством. Требуется индивидуальный подход для процесса очистки поверхности трубопроводов при замене изоляционного покрытия.

В выпускной квалификационной работе:

- проведена оценка технического состояния участка магистрального газопровода «Парабель-Кузбасс 2»,
- обоснован выбор метода ремонта для участка магистрального газопровода;
- выбраны технологические решения по проведению капитального ремонта заменой катушки магистрального газопровода «Парабель-Кузбасс»;
- предложены мероприятия по совершенствованию технологии проведения капитального ремонта заменой катушки.

					<i>Организация производства работ по ремонту участка магистрального газопровода «Парабель-Кузбасс 2»</i>			
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>				
<i>Разраб.</i>		<i>Павлюк М. Е.</i>			<i>Заключение</i>	<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Руквод.</i>		<i>Гончаров Н.В.</i>					92	98
<i>Рук. ДОП.</i>		<i>Чухарева Н.В.</i>				<i>Отделение нефтегазового дела, группа 2Б92</i>		

Список использованных источников

1. Материалы ежегодных отчетов о деятельности Федеральной службы по экологическому, технологическому и атомному надзору за 2010-2020 годы (http://www.gosnadzor.ru/public/annual_reports/).
2. СП 36.13330.2012. Магистральные трубопроводы. Актуализированная редакция СНиП 2.05.06-85*.
3. Земля парабельская: Сборник научно-популярных очерков к 400-летию Нарыма/ Отв. Ред. Я.А. Яковлев. – Томск: Изд-во Том. ун-та, 1996. – 336 с.
4. Р Газпром . Инструкция по оценке дефектов труб и соединительных деталей при ремонте и диагностировании магистральных газопроводов.
5. СТО Газпром 2-2.3-112-2007. Методические указания по оценке работоспособности участков магистральных газопроводов с коррозионными дефектами.
6. СТО Газпром 2-2.3-173-2007. Инструкция по комплексному обследованию и диагностике магистральных газопроводов, подверженных коррозионному растрескиванию под напряжением.
7. СТО Газпром 2-2.4-083-2006. Инструкция по неразрушающим методам контроля качества сварных соединений при строительстве и ремонте промысловых и магистральных газопроводов.
8. СТО Газпром 2-3.5-045-2006. Порядок продления срока безопасной эксплуатации линейной части магистральных газопроводов ОАО «Газпром».
9. СТО Газпром 2-2.3-095-2007. Методические указания по диагностическому обследованию линейной части магистральных газопроводов.
10. СТО Газпром 2-2.1-249-2008. Магистральные газопроводы.
11. Р Газпром 2-2.3-595-2011. Правила назначения методов ремонта дефектных участков линейной части магистральных газопроводов единой системы газоснабжения ОАО «Газпром».
12. СТО Газпром 2-2.3-407-2009. Инструкция по отбраковке и ремонту технологических трубопроводов компрессорных станций.
13. СТО Газпром 2-2.3-335-2009. Инструкция по ремонту дефектных участков трубопроводов стеклопластиковыми муфтами с резьбовой затяжкой.
14. СТО Газпром 2-2.3-231-2008. Правила производства работ при капитальном ремонте линейной части.
15. СТО Газпром 14-2005. Типовая инструкция по безопасному проведению огневых работ на газовых объектах ОАО «Газпром».

					<i>Организация производства работ по ремонту участка магистрального газопровода «Парабель-Кузбасс 2»</i>			
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>				
<i>Разраб.</i>		Павлюк М. Е.			<i>Список использованных источников</i>	<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Руковод.</i>		Гончаров Н.В.					93	98
<i>Рук. ДОП.</i>		Чухарева Н.В.				<i>Отделение нефтегазового дела, группа 2Б92</i>		
		.						

16. Федеральные нормы и правила в области промышленной безопасности «Правила промышленной безопасности опасных производственных объектов, на которых используется оборудование, работающее под избыточным давлением».

17. ГОСТ Р 51164-98. Трубопроводы стальные магистральные. Общие требования к защите от коррозии.

18. ВСН 012-88. Контроль качества и приемка работ.

19. СП 111-34-96. Очистка полости и испытание газопроводов.

20. Федеральные нормы и правила в области промышленной безопасности Правила безопасности опасных производственных объектов, на которых используются подъемные сооружения.

21. РД 558-97. Руководящий документ по технологии сварки труб при производстве ремонтно-восстановительных работ на газопроводах.

22. СТО Газпром 2-2.3-137-2007. Инструкция по технологиям сварки при строительстве и ремонте промысловых и магистральных газопроводов.

23. ГОСТ 12.1.003-83. Система стандартов безопасности труда. Шум. Общие требования безопасности.

24. Быстров С.А., Щетинн В.В. и Мухин Р.С. Расчет остаточного ресурса трубопроводов по минимальной вероятной толщине стенки труб по результатам обследования Журнал Промышленная экологическая безопасность, охрана труда № 5 (102), июль, 2015 , с.19.

25. ГОСТ 12.4.051. Система стандартов безопасности труда. Средства индивидуальной защиты органа слуха. Общие технические требования и методы испытаний.

26. СТО Газпром 2-3.5-454-2010. Комплексный капитальный ремонт трасс магистральных газопроводов – комплекс мероприятий, входящих в состав капитального ремонта магистральных газопроводов, направленных на поддержание трасс магистральных газопроводов в работоспособном состоянии, а также на повышение надежности и безопасности их эксплуатации.

27. СТО Газпром 2-2.3-116-2007. Инструкция по технологии производства работ на газопроводах врезкой под давлением.

28. Р Газпром. Инструкция по оценке дефектов труб и соединительных деталей при ремонте и диагностировании магистральных газопроводов.

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

30. СТО Газпром 2-2.3-1050-2016. Внутритрубное техническое диагностирование. Требования к проведению, приемке и использованию результатов диагностирования.

31. Р Газпром 2-2.3-620-2011. Методика расчета показателей надежности при эксплуатации объектов линейной части магистральных газопроводов Единой системы газоснабжения ОАО Газпром.

					<i>Список использованных источников</i>	<i>Лист</i>
						94
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		

32. ОАО «Газпром». Рекомендации по оценке прочности и устойчивости эксплуатируемых МГ и трубопроводов КС/М.:Газпром, 2006

33.СНиП III-4-80. Техника безопасности в строительстве" (утв. постановлением Госстроя СССР от 9 июня 1980 г. N 82)

34. ПБ 03-273-99. Правила аттестации сварщиков и специалистов сварочного производства.

35. ГОСТ 12.3.009-76. Система стандартов безопасности труда. Работы погрузочно-разгрузочные. Общие требования безопасности.

36. ГОСТ 12.1.003-83. Система стандартов безопасности труда. Шум. Общие требования безопасности" (утв. постановлением Госстандарта СССР от 6 июня 1983 г. N 2473). С изменениями и дополнениями от: 19 декабря 1988 г.

37. ГОСТ 12.4.011-89. Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Средства защиты работающих.

					<i>Список использованных источников</i>	<i>Лист</i>
						95
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		

Приложение А

					<i>Организация производства работ по ремонту участка магистрального газопровода «Парабель-Кузбасс 2»</i>			
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>				
<i>Разраб.</i>		<i>Павлюк М. Е.</i>			<i>Приложения</i>	<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Руквод.</i>		<i>Гончаров Н.В.</i>					96	98
<i>Рук. ДОП.</i>		<i>Чухарева Н.В.</i>				<i>Отделение нефтегазового дела, группа 2Б92</i>		

Приложение Б

					<i>Приложения</i>	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		97

Приложение В

					<i>Приложения</i>	Лист
						98
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		