

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

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»
 Отделение нефтегазового дела

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

Тема работы			
«Проведение комплексных огневых работ в условиях транспортной труднодоступности на линейной части магистрального газопровода в однопиточном исполнении»			
УДК 622.691.4.053-49.32:658.345			
Студент			
Группа	ФИО	Подпись	Дата
3–2Б8СА	Трясин Алексей Александрович		

Руководитель

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ст. преподаватель	Бурков В.П.			

КОНСУЛЬТАНТЫ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
доцент ОСГН	Былкова Т.В.	к.э.н.		

По разделу «Социальная ответственность»

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

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

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

РЕЗУЛЬТАТЫ ОБУЧЕНИЯ

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

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

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»
 Отделение нефтегазового дела

УТВЕРЖДАЮ:
 Руководитель ООП ОНД ИШПР

 (Подпись) (Дата) (Ф.И.О.) **Брусник О.В.**

ЗАДАНИЕ
на выполнение выпускной квалификационной работы

В форме:

бакалаврской работы

Студенту:

Группа	ФИО
3–2Б8СА	Трясину Алексею Александровичу

Тема работы:

«Проведение комплексных огневых работ в условиях транспортной труднодоступности на линейной части магистрального газопровода в однократном исполнении»

Утверждена приказом директора (дата, номер)

15.02.2022 № 46–45/с

Срок сдачи студентом выполненной работы:

10.06.2022

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:

Исходные данные к работе	Объект исследования: МГ «МГКМ – Вертикос»; Режим работы: непрерывный;
Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов	изучение нормативных требований по эксплуатации и ремонту магистральных газопроводов; обоснование необходимости выполнения ремонта участка газопровода; выбор метода капитального ремонта газопровода по СТО Газпром 2–2.3–231–2008; разработка рекомендаций по проведению капитального ремонта МГ; расчет

	параметров трубопровода.
Перечень графического материала	28 рисунков, 32 таблицы
Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы	
Раздел	Консультант
«Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»	доцент ОСГН Былкова Т.В. к.э.н.
«Социальная ответственность»	Ст. преподаватель Гуляев М.В.

Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику	18.02.2022
---	------------

Задание выдал руководитель:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ст. преподаватель	Бурков В.П.			

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б8СА	Трясин Алексей Александрович		

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

Студенту:

Группа	ФИО
3-2Б8СА	Трясин Алексей Александрович

Школа	Природных ресурсов	Отделение школы (НОЦ)	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 «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»:

1. <i>Стоимость ресурсов научного исследования (НИ): материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих</i>	Стоимость материальных ресурсов определялась по средней рыночной стоимости. Оклады в соответствии с окладами сотрудников организации
2. <i>Нормы и нормативы расходования ресурсов</i>	<i>Накладные расходы 14%; Районный коэффициент 30%</i>
3. <i>Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования</i>	<i>Коэффициент выплат в социальные внебюджетные фонды 30 %</i>

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

1. <i>Оценка коммерческого потенциала, перспективности и альтернатив проведения НИ с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения</i>	<i>Анализ конкурентных технических решений, SWOT-анализ</i>
2. <i>Планирование и формирование бюджета научных исследований</i>	<i>Планирование работ; Разработка диаграммы Ганта; Формирование бюджета затрат на научно- исследовательскую работу.</i>
3. <i>Определение ресурсной (ресурсосберегающей), финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности исследования</i>	<i>Описание потенциального эффекта</i>

Перечень графического материала:

1. Таблицы;
2. Матрица SWOT;
3. Диаграмма Ганта.

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику	18.02.2022
---	------------

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
доцент ОСГН	Былкова Т.В.	К.Э.Н.		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б8СА	Трясин Алексей Александрович		

**ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА
«СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»**

Студенту:

Группа	ФИО
3-2Б8СА	Трясин Алексей Александрович

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

Тема ВКР:

«Проведение комплексных огневых работ в условиях транспортной труднодоступности на линейной части магистрального газопровода в одноконтурном исполнении»

Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:

Введение – Характеристика объекта исследования (вещество, материал, прибор, алгоритм, методика) и области его применения.	<i>Капитальный ремонт участка магистрального газопровода «Мыльджинское ГКМ – Вертикос» км 1.5 – км 3.7</i>
---	--

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

1. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности при эксплуатации: – 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"> - СНиП 2.05.06-85* <i>Строительные нормы и правила. Магистральные трубопроводы.</i> – М.: ГУП ЦПП, 1997; - <i>Федеральный закон «О промышленной безопасности опасных производственных объектов» от 21.07.1997 №116-ФЗ;</i> - <i>СТО ГАЗПРОМ 14-2005 Типовая инструкция по безопасному проведению огневых работ на газовых объектах ОАО «ГАЗПРОМ» - М, ВНИИГАЗ, 2005</i>
2. Производственная безопасность при эксплуатации: – Анализ потенциально возможных вредных и опасных факторов проектируемой производственной среды; – Разработка мероприятий по снижению воздействия вредных и опасных факторов.	<p>Вредные факторы:</p> <ul style="list-style-type: none"> - повышенная запыленность и загазованность воздуха рабочей зоны; - отклонение показателей микроклимата от заданных значений; - повышенный уровень шума на рабочем месте; - повышенный уровень вибрации; - отсутствие или недостаток необходимого искусственного освещения; - движущиеся транспортные средства, грузоподъемные механизмы (подъемные сооружения), перемещаемые материалы, подвижные части оборудования и инструмента; - производственные факторы, связанные с электрическим током.
3. Экологическая безопасность при эксплуатации:	<ul style="list-style-type: none"> - защита атмосферы; - защита гидросферы; - защита литосферы.
4. Безопасность в чрезвычайных ситуациях при эксплуатации:	<p>Наиболее типичная ЧС: обрыв линии ЛЭП техникой</p> <ul style="list-style-type: none"> - разработка превентивных мер по предупреждению ЧС; - разработка действий в результате возникшей ЧС и мер по ликвидации её последствий. - пожаровзрывоопасность (причины, профилактические мероприятия, первичные средства пожаротушения)
Дата выдачи задания для раздела по линейному графику	
	18.02.2022

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ст. преподаватель	Гуляев Милий Всеволодович			

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б8СА	Трясин Алексей Александрович		

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

Инженерная школа природных ресурсов (ИШПР)

Направление подготовки (специальность) 21.03.01 «Нефтегазовое дело»

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

Уровень образования бакалавриат

Отделение нефтегазового дела

Период выполнения (осенний / весенний семестр 2021/2022 учебного года)

Форма представления работы:

бакалаврская работа

КАЛЕНДАРНЫЙ РЕЙТИНГ-ПЛАН
выполнения выпускной квалификационной работы

Срок сдачи студентом выполненной работы:	10.06.2022
--	------------

Дата контроля	Название раздела (модуля) / вид работы (исследования)	Максимальный балл раздела (модуля)
28.03.2022	<i>Определения, обозначения, сокращения</i>	5
01.04.2022	<i>Введение</i>	20
08.04.2022	<i>Характеристика объекта исследования</i>	15
24.04.2022	<i>Расчетная часть</i>	25
01.06.2022	<i>Социальная ответственность</i>	10
01.06.2022	<i>Финансовый менеджмент</i>	10
04.06.2022	<i>Заключение</i>	5
10.06.2022	<i>Презентация</i>	10
	<i>Итого</i>	100

Составил преподаватель:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ст. преподаватель ИШПР	Бурков В.П.			

СОГЛАСОВАНО:

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

РЕФЕРАТ

Выпускная аттестационная работа 96 страниц, 28 рисунков, 32 таблицы, 51 источника цитируемой литературы.

Ключевые слова: природный газ, капитальный ремонт, магистральный газопровод, огневые работы, контроль качества, ремонт.

Объектом исследования является: участок магистрального газопровода «Мыльджинское ГКМ – Вертикос» км 1,5 – км 3,7.

Цель: проведение комплексных огневых работ (выборочный ремонт 200м) на линейной части магистрального газопровода, исполненного в одностороннем исполнении, в условиях транспортной труднодоступности.

Задачи: обоснование необходимости проведения огневых работ на участке газопровода; разработка технологии проведения капитального ремонта магистрального газопровода; провести расчеты толщины стенки трубы, проверка трубопровода на прочность, расчет магистрального газопровода на устойчивость против всплытия.

Настоящей работой предусматривается: капитальный ремонт магистрального газопровода, и включает в себя полную замену труб в границах проектирования и приведение участков газопровода в соответствие с требованиями действующих нормативных документов для обеспечения безаварийной эксплуатации газопровода в течение длительного периода.

Основные конструктивные, технологические и технико-эксплуатационные характеристики: технология и организация выполнения работ, подготовительные работы, земляные работы, монтаж оборудования, сварочно-монтажные работы стального трубопровода, заключительные работы.

Область применения: объекты трубопроводного транспорта газа.

					<i>Проведение комплексных огневых работ в условиях транспортной труднодоступности на линейной части магистрального газопровода в одностороннем исполнении</i>			
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>				
<i>Разраб.</i>	Трясин А.А.				<i>Реферат</i>	<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Руковод.</i>	Бурков В.П.						9	96
<i>Консульт.</i>						ТПУ гр. 3-2Б8СА		
<i>Рук-ль ООП</i>	Брусник О.В.							

ABSTRACT

The final bachelor's work consists of an explanatory note in the volume of 96 sheets, in addition, there are 28 figures and 32 tables, 51 sources of cited literature

Key words: natural gas, overhaul, main gas pipeline, hot work, quality control, repair.

The object of the study is: the section of the main gas pipeline "Myldzhinskoye GKM - Verticos" km 1.5 - km 3.7.

Objective: carrying out complex hot works (selective repair of 200 m) on the linear part of the main gas pipeline, made in a single-line version, in conditions of transport inaccessibility.

Tasks: justification of the need for hot work on the gas pipeline section; development of technology for the overhaul of the main gas pipeline; carry out calculations of the thickness of the pipe walls, checking the pipeline for strength, calculating the main gas pipeline for stability against ascent.

This work provides for: overhaul of the main gas pipeline, and includes the complete replacement of pipes within the design boundaries and bringing the sections of the gas pipeline in line with the requirements of current regulatory documents to ensure trouble-free operation of the gas pipeline for a long period.

The main design, technological and technical and operational characteristics: technology and organization of work, preparatory work, excavation, equipment installation, welding and installation work of the steel pipeline, final work.

Application area: objects of pipeline transport of gas.

					<i>Реферат</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		10

ОПРЕДЕЛЕНИЯ, ОБОЗНАЧЕНИЯ, СОКРАЩЕНИЯ

В данной работе были применены следующие термины и определения:

Газопровод: трубопровод, предназначенный для транспортировки газа.

Газопровод магистральный: комплекс производственных объектов, обеспечивающих транспорт природного или попутного нефтяного газа, в состав которого входят односторонний газопровод, компрессорные станции, установки дополнительной подготовки газа (например, перед морским участком), участки с лупингами, переходы через водные преграды, запорная арматура, камеры приема и запуска очистных устройств, газораспределительные станции, газоизмерительные станции, станции охлаждения газа.

Газотранспортная система: совокупность взаимосвязанных газотранспортных объектов региональной или/и территориально-производственной подсистемы Единой системы газоснабжения, обладающая возможностями автономного управления внутренними потоками и регулирования газоснабжения.

Давление рабочее (нормативное): устанавливаемое проектом наибольшее избыточное внутреннее давление, при котором обеспечивается заданный режим эксплуатации газопровода; определяется по сечению на выходном трубопроводе газового компрессора.

Производительность газопровода: количество газа м^3 при условиях по ГОСТ 2939: 293,15 К и 0,1013 МПа, транспортируемого по газопроводу за расчетный период (год, сезон, квартал, месяц).

Пропускная способность газопровода (участка газопровода): расчетное суточное количество газа, которое может быть передано по газопроводу при стационарном режиме, максимальном использовании располагаемой мощности газоперекачивающих агрегатов и заданных расчетных параметрах: граничных условиях в начале и в конце газопровода, рабочем давлении по трассе,

					<i>Проведение комплексных огневых работ в условиях транспортной труднодоступности на линейной части магистрального газопровода в одностороннем исполнении</i>			
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата				
Разраб.		Трясин А.А.			Определения, обозначения, сокращения	Лит.	Лист	Листов
Руковод.		Бурков В.П.					11	96
Консульт.								
Рук-ль ООП		Брусник О.В.						
						ТПУ гр. 3-2Б8СА		

гидравлической эффективности, температуре окружающего воздуха и грунта, температуре охлаждения газа и т.п.

Станция компрессорная: комплекс сооружений газопровода (магистрального), предназначенный для компримирования газа.

Транспорт газа: технологический процесс подачи газа из пункта его добычи, получения или хранения в пункт доставки.

ВЗиС – временные здания и сооружения

ВЛ – воздушная линия

ВТД – внутритрубная диагностика

КС – компрессорная станция

ГРС – газораспределительная станция

ИТР – инженерно технический работник

КЗОУ – камера запуска очистных устройств

КПОУ – камера приема очистных устройств

КС – компрессорная станция

ЛПУМГ – линейно–производственное управление магистральных газопроводов

ЛЭС – линейно–эксплуатационная служба

ЛЧ – линейная часть

МГ – магистральный газопровод

НПО – научно–производственное объединение

ПДС – производственно–диспетчерская служба

ППР – планово – предупредительный ремонт

ППР – проект производства работ

ПОЭМГ и ГРС – производственный отдел эксплуатации магистральных газопроводов и газораспределительных станций

СИЗ – средства индивидуальной защиты

УАВР – управление аварийно–восстановительных работ

					<i>Определения, обозначения, сокращения</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		12

СОДЕРЖАНИЕ

РЕФЕРАТ	9
ОПРЕДЕЛЕНИЯ, ОБОЗНАЧЕНИЯ, СОКРАЩЕНИЯ.....	11
ВВЕДЕНИЕ	15
1. ОБЩАЯ ЧАСТЬ	17
1.1 Характеристика магистрального газопровода	17
2. ДИАГНОСТИЧЕСКОЕ ОБСЛЕДОВАНИЕ ТЕХНИЧЕСКОГО СОСТОЯНИЯ ГАЗОПРОВОДА.....	19
2.1 Подготовительные этапы для проведения внутритрубной диагностики	19
2.2 Основные технологические этапы внутритрубной диагностики.....	19
2.3 Подготовка участка газопровода к обследованию	20
2.4 Внутритрубная диагностика газопровода	20
2.5 Общая информация по диагностированию	21
2.6 Анализ и оценка опасности дефектов	22
2.7 Рекомендации по дальнейшей эксплуатации газопровода	23
3. ОБОСНОВАНИЕ КАПИТАЛЬНОГО РЕМОНТА УЧАСТКА ГАЗОПРОВОДА	26
3.1 Описание трубной продукции и фасонных деталей, используемой при проведении капитального ремонта.....	27
3.2 Выбор метода капитального ремонта газопровода	28
4. ОРГАНИЗАЦИЯ ПОДГОТОВИТЕЛЬНЫХ И ОСНОВНЫХ РАБОТ ПРИ КАПИТАЛЬНОМ РЕМОНТЕ, КОНТРОЛЬ КАЧЕСТВА ВЫПОЛНЯЕМЫХ РАБОТ	30
4.1 Организация и технология работ.....	30
4.2 Перечень подготовительных работ	32
4.3 Основные виды работ по капитальному ремонту участков магистрального газопровода	37
4.4 Отсечение участка газопровода от магистрали	39
4.5 Земляные работы	40

					<i>Проведение комплексных огневых работ в условиях транспортной труднодоступности на линейной части магистрального газопровода в одностороннем исполнении</i>		
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>	Содержание		
<i>Разраб.</i>		<i>Трясин А.А.</i>					
<i>Руковод.</i>		<i>Бурков В.П.</i>					
<i>Консульт.</i>							
<i>Рук-ль ООП</i>		<i>Брусник О.В.</i>					
					<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
					13	96	
					ТПУ гр. 3-2Б8СА		

4.6 Демонтажные работы.....	42
4.7 Сварочно-монтажные работы	43
4.8 Изоляционно-укладочные работы.....	50
5. ИСПЫТАНИЕ ГАЗОПРОВОДА, ПРИЕМКА В ЭКСПЛУАТАЦИЮ ЗАКОНЧЕННОГО РЕМОНТОМ УЧАСТКА ГАЗОПРОВОДА	53
5.1 Очистка газопровода.....	54
5.2 Предварительное испытание участков газопровода	54
5.3 Осушка (продувка) участков газопровода.....	56
6. РАСЧЕТНАЯ ЧАСТЬ	57
6.1 Расчет толщины стенки газопровода	57
6.2 Проверка прочности и деформации подземного газопровода	59
6.3 Расчет магистрального газопровода на устойчивость против всплытия	61
7 ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ	64
7.1. Оценка коммерческого потенциала и перспективности проведения научных исследований с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения.....	64
7.2. Планирование научно-исследовательских работ.....	67
7.3. Определение ресурсной, финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности исследования	73
8 СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ	76
8.1 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности	76
Правовые нормы трудового законодательства	76
8.2 Производственная безопасность.....	78
8.3 Экологическая безопасность.....	87
8.4 Безопасность в чрезвычайных ситуациях:.....	89
ЗАКЛЮЧЕНИЕ	91
СПИСОК ИСПОЛЬЗУЕМЫХ ИСТОЧНИКОВ	92

ВВЕДЕНИЕ

Транспортировка больших объемов газа при высоких давлениях вызывает необходимость в обеспечении надежности магистральных газопроводов и предупреждении отказов и аварий. Нарушение технологического процесса перекачки на магистральных газопроводах может носить как экологический характер, заключающийся в загрязнении окружающей среды, так и экономический – потери продукта и задержка поставки газа потребителю.

Одной из важнейших проблем развития газовой промышленности является повышение уровня эксплуатационной надежности магистральных газопроводов (МГ) с целью поставки запланированных объемов газа. Главная задача в транспорте газа обеспечение надежного функционирования системы магистральных газопроводов за счет комплекса плановых мероприятий, в том числе огневых работ в составе капитального ремонта.

Анализ технического состояния газопроводов России показывает следующее: средний возраст МГ равняется 28 годам; около 36105 км нуждаются в переизоляции и ремонте. Почти половина от общей протяженности МГ отработали срок, при котором пленочное изоляционное покрытие практически полностью теряет свои защитные свойства, что приводит к активным коррозионным процессам. Увеличивается количество отказов по причине стресс-коррозии, расширилась зона ее появления. Из-за возможной опасности часть МГ эксплуатируется с пониженным давлением. Ежегодный прирост газопроводов, потерявших при эксплуатации устойчивое положение и проходящих в обводненных и заболоченных районах Севера и Западной Сибири, составляет сотни километров.

Для повышения надежности линейной части трубопроводов, находящихся в эксплуатации 20 лет и более, на основании внутренней и наружной диагностики,

					<i>Проведение комплексных огневых работ в условиях транспортной труднодоступности на линейной части магистрального газопровода в однориточном исполнении</i>			
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>				
<i>Разраб.</i>		Трясин А.А.			<i>Введение</i>	<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Руковод.</i>		Бурков В.П.					15	96
<i>Консульт.</i>						ТПУ гр. 3-2Б8СА		
<i>Рук-ль ООП</i>		Брусник О.В.						

а также результатов испытания необходим капитальный ремонт или полная реконструкция.

Один из основных видов ремонта – замена труб. В первую очередь замена дефектных участков по результатам внутритрубной дефектоскопии, сплошная замена участков из труб, на которых наблюдается повышенная аварийность.

В данном проекте работы предусмотрены на объекте дочернего предприятия ПАО «Газпром» ООО «Газпром трансгаз Томск» Александровское ЛПУМГ.

Основное направление деятельности предприятия - ремонт линейной части, устранение дефектов по результатам внутритрубной диагностики, сплошная переизоляция участков МГ, вывод на проектный режим по рабочему давлению.

					<i>Введение</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		16

1. ОБЩАЯ ЧАСТЬ

1.1 Характеристика магистрального газопровода

Газопровод «Мыльджинское ГКМ – Вертикос» относится к магистральным газопроводам 1 класса – по назначению, транспортируемому продукту (природный газ, подготовленный к дальнему транспорту) и значению рабочего давления ($P_{раб}=5,4$ МПа).

Предназначен для подачи природного газа Мыльджинского газоконденсатного месторождения (МГКМ) в магистральный газопровод «Нижевартовск – Парабель – Кузбасс» на вход КС «Вертикос».

Демонтажные работы на участке представлены следующим объемом:

- земляные работы по вскрытию траншей;
- демонтаж участков $L_1=156$ м, $L_2=22,0$, $L_3=22,0$ (ПК0+0,00 – ПК1+74,90).

Основные характеристики участка капитального ремонта магистрального газопровода представлены в таблице 1.

Таблица 1 – Техническая характеристика участков магистрального газопровода капитального ремонта

Наименование	Ед. изм.	Количество
Наружный диаметр трубопровода и толщина стенки	мм	720x10
Производительность газопровода на ремонтируемом участке	млрд. м ³ /год	4,5
Транспортируемая среда		газ горючий природный
Категория участка трубопровода		II [3]
Установленное рабочее давление	МПа	5,4

Для выполнения врезки, существующий газопровод должен быть отключен и опорожнен от продукта перекачки силами и по технологии эксплуатирующей организации.

В административном отношении участки проектируемого капитального ремонта находятся в Каргасокском районе Томской области.

					<i>Проведение комплексных огневых работ в условиях транспортной труднодоступности на линейной части магистрального газопровода в однориточном исполнении</i>		
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата			
Разраб.	Трясин А.А.				Лит.	Лист	Листов
Руковод.	Бурков В.П.					17	96
Консульт.					ТПУ гр. 3-2Б8СА		
Рук-ль ООП	Брусник О.В.						
					<i>Общая часть</i>		

Территория района достаточно удалена от областного центра. Дорожная сеть развита только вокруг райцентра, транспортное сообщение с большинством населённых пунктов неустойчивое.

Поверхность района плоская, слаборасчлененная, сильнозаболоченная, с грядовыми и кольцевыми формами микрорельефа. Интенсивному заболачиванию территории способствуют необычная выравненность рельефа, слабое эрозионное расчленение, а также глинистые отложения, которыми сложена верхняя часть разреза. Абсолютные отметки поверхности территории колеблются от 87,84 м до 95,3 м.

Гидрогеологические условия района характеризуются наличием подземных вод следующих типов: болотных, подпочвенных, «верховодки» и грунтовых. Наиболее распространенными являются болотные воды, приуроченные к торфам. Подпочвенные воды имеют локальное распространение и залегают на глубине 0,2–0,4 м. «Верховодка» встречается в увлажненных понижениях рельефа и приурочена к текучепластичным грунтам. Питание ее осуществляется за счет инфильтрации атмосферных осадков.

На участке работ развиты болота, мелкие, глубиной 0,4–1,1 м. Болота сложены торфом от слабо – до сильноразложившегося (15–90%). Минеральным дном служат глины от текуче – до тугопластичных. Возвышенные участки до глубины 5,0 м сложены пылеватыми глинами и тяжелыми суглинками от текучепластичной до полутвердой консистенции, с преобладанием глин

Среди геологических процессов негативное влияние на строительство и эксплуатацию будут оказывать сезонное подтопление и пучинистость грунтов в зоне сезонного промерзания, заболачивание площадки ВЗиС.

Климат района приводится по метеостанции Средний Васюган, расположенной на северо–западе от трассы.

Таблица 2–Температура воздуха, °С

Месяц												Год
01	02	03	04	05	06	07	08	09	10	11	12	
-20,4	-18,2	-10,2	-0,4	7,2	14,7	17,7	14,0	8,6	-0,3	-11,3	-18,9	-1,5

					Общая часть							Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата								18

2. ДИАГНОСТИЧЕСКОЕ ОБСЛЕДОВАНИЕ ТЕХНИЧЕСКОГО СОСТОЯНИЯ ГАЗОПРОВОДА

2.1 Подготовительные этапы для проведения внутритрубной диагностики

ВТД проводится с целью определения технического состояния материала трубы, а также, выявления аномальной области участка трубы, которая может повлиять на дальнейшую безопасную эксплуатацию газопровода.

Перед началом проведения ВТД участка газопровода, Александровское ЛПУМГ должно провести следующие подготовительные работы:



Рис.1 – Перечень подготовительных работ перед ВТД

2.2 Основные технологические этапы внутритрубной диагностики

Диагностическое обследование включает следующие этапы:

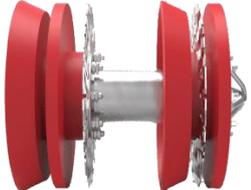
1. подготовка газопровода к обследованию;
2. обследование газопровода внутритрубными снарядами дефектоскопами;
3. обработка, интерпретация и представление результатов диагностики;
4. анализ результатов диагностики и технического состояния газопровода;
5. выработка рекомендаций по параметрам дальнейшей эксплуатации газопровода.

					<i>Проведение комплексных огневых работ в условиях транспортной труднодоступности на линейной части магистрального газопровода в одностороннем исполнении</i>		
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>	<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Разраб.</i>		<i>Трясин А.А.</i>					
<i>Руковод.</i>		<i>Бурков В.П.</i>				19	96
<i>Консульт.</i>					ТПУ гр. 3-2Б8СА		
<i>Рук-ль ООП</i>		<i>Брусник О.В.</i>					

2.3 Подготовка участка газопровода к обследованию

Очистка и подготовка участка газопровода к обследованию проводилась следующими снарядами, представленными в таблице 3.

Таблица 3 - Снаряды, применяемые при ВТД

Снаряд	Внешний вид	Снаряд	Внешний вид	Снаряд	Внешний вид
Скребок-калибр Ду 700		Очистной поршень Ду 700		Шаблон магнитный Ду 700	

Первичная очистка полости трубопровода производится эксплуатирующим предприятием стандартными очистными поршнями.

2.4 Внутритрубная диагностика газопровода

Инспекция участка газопровода проводится следующими средствами, представленными на рисунках 2-4:



Рис.2 – Профилемер НП-700



Рис.3 – Снаряд-дефектоскоп МД-700 (продольное намагничивание)

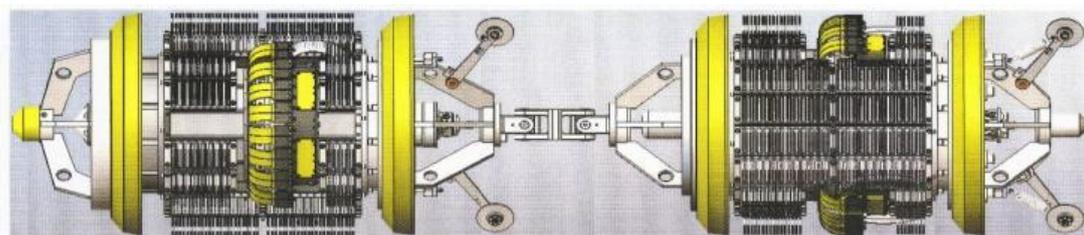


Рис.4 – Снаряд-дефектоскоп МДП-700 (поперечное намагничивание)

Профилеметрия и дефектоскопия – это два основных этапа проведения внутритрубной диагностики МГ.

Таблица 4 – Основные этапы Внутритрубной инспекции

Основные этапы внутритрубной инспекции	
Профилеметрия	Дефектоскопия
- контроль поперечного сечения по форме окружности; - регистрация отклонений значения радиусов изгиба (наименьших).	- контроль основного металла стенок труб; - контроль сварных соединений труб.
внутритрубные электронно-механические снаряды – профилемер НП-700	внутритрубные высокочувствительные магнитные снаряды-дефектоскопы типа МДП и МД

2.5 Общая информация по диагностированию

Газопровод: МГ «МГКМ–Вертикос»

Диаметр: 720мм

Участок: 0–114 км

Газотранспортное предприятие: ООО «Газпром трансгаз Томск»

Фактическая длина участка по одомеру: 112,9 км

Таблица 5 – Общая информация по диагностированию

Этап	Описание
Очистка и подготовка участка газопровода к обследованию	– запущен скребок–калибр Ду 700. – запущен очистной поршень Ду 700. – запущен магнитный очистной поршень Ду 700.
Инспекция участка газопровода	– дефектоскоп поперечного намагничивания МДП–700, запущен, получена запись на протяжении всего участка; – дефектоскоп продольного намагничивания МД 700, запущен, не получена запись в связи со сбоем в работе электронного блока. – дефектоскоп продольного намагничивания МД 700, запущен, получена запись на протяжении всего участка.

Таблица 6 – Выявляемые дефекты по результатам ВТД

Вид дефекта	Описание
коррозионные дефекты	связанные с потерей металла и уменьшением толщины стенки трубы
технологические дефекты	дефекты проката, приварки, металл снаружи, заварки окон
дефекты геометрии	вмятины, гофры
аномальные швы	Аномалия кольцевого сварного шва, связанная со смещением кромок сваренных труб, утяжиной, трещиной, непроваром и т.д.
продольные дефекты	дефекты, ориентированные вдоль образующей трубы

					Диагностическое обследование технического состояния газопровода	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		21

Таблица 7 – Состав полного отчета диагностики

Наименование	Описание
Статистический анализ результатов внутритрубной инспекции (анализ инспекции, диаграмма потери металла)	1. Используемое оборудование и технологии обследованного участка МГ 2. Результаты внутритрубной инспекции
Трубный журнал с измеренными длинами и толщинами трубных секций, расстояниями до кольцевых сварных стыков	3. Анализ оценки опасности дефектов 4. Таблица результатов обследования – список выявленных дефектов с указанием расположения, размеров и идентификацией
Графики движения внутритрубных снарядов-дефектоскопов по трассе	5. Рекомендации по дальнейшей эксплуатации 6. Таблица реперных точек – список маркеров, крановых узлов, отводов, тройников
Схема раскладки труб МГ с указанием всех труб, расположения реперных точек, элементов обустройства, выявленных дефектов	7. По каждой трубе с выявленными дефектами 8. Таблица элементов обустройства и особенностей газопровода – изменение типа труб, патроны под дорогами, пригрузы, тройники, отводы-врезки, заварки технологических отверстий

2.6 Анализ и оценка опасности дефектов

К группе наиболее опасных дефектов и требующих немедленной вырезки относятся трещины и зоны трещин.

Основным показателем, определяющим опасность дефекта, является коэффициент безопасного давления – расчетный коэффициент, равный отношению рабочего (проектного) давления к безопасному.

Удалению подлежат участки трубопровода с дефектами в случаях, показанных на рисунке 5. Дефект – вмятины и (или) гофры.

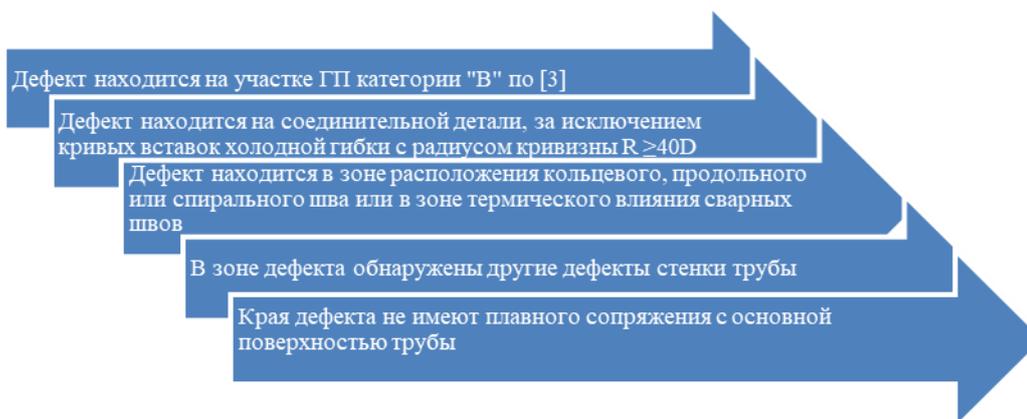


Рис.5 – Удаление участков МГ с дефектами типа вмятин и гофр

					Диагностическое обследование технического состояния газопровода	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		22

Для вмятин и гофр, которые не подлежат удалению, производится расчет прочностных параметров и формируется соответствующее рекомендуемое решение:

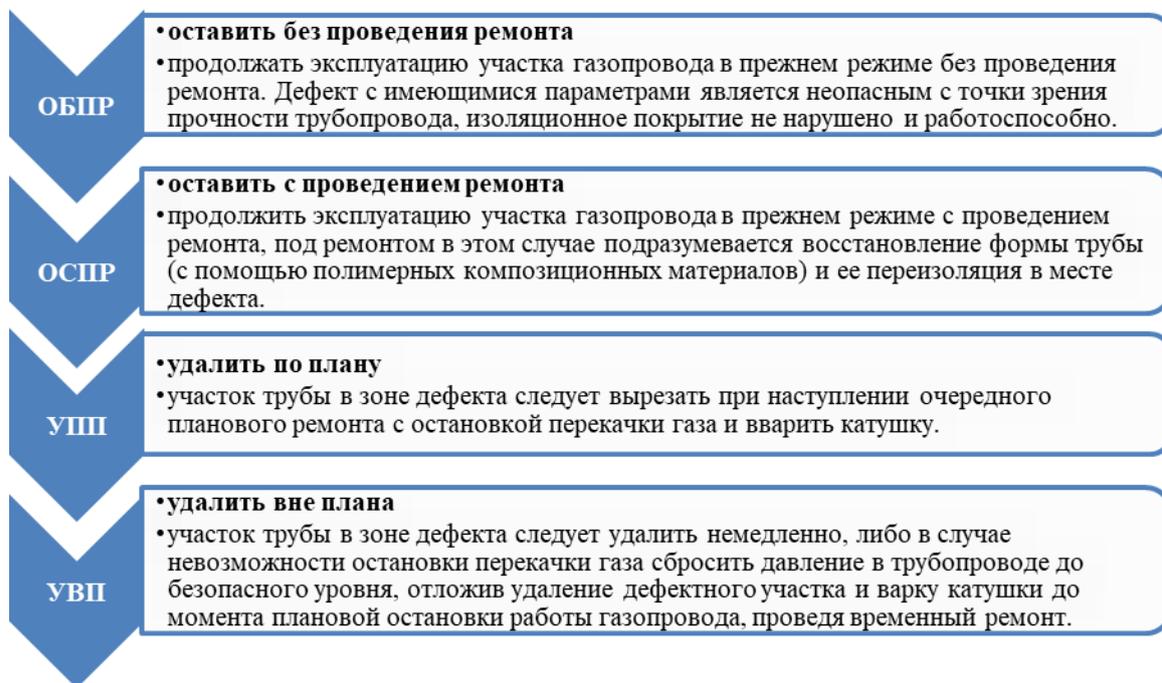


Рис.6 – Формирование решения при дефектах типа вмятина и гофр

Конечное решение формируется на основе результатов обследования для каждого конкретного участка МГ, осуществляемого с учетом данных ВТД.

2.7 Рекомендации по дальнейшей эксплуатации газопровода

В результате проведенного расчетного анализа все выявленные дефекты потери металла на данном участке газопровода были подразделены на 3 категории опасности.

1. *докритический дефект* – дефект неопасный на момент проведенной инспекции, но требует последующего контроля в течение периода менее 5 лет;
2. *критический дефект* – дефект опасный, требует принятия соответствующих мер безопасности (снижения рабочего давления до рекомендуемого уровня) и проведения дополнительного контроля;
3. *закритический дефект* – дефект опасный, требует немедленной остановки и вывода в ремонт участка трубопровода.

Присвоение категории опасности определяется эксплуатационными характеристиками трубопровода и производится в следующем порядке:

					Диагностическое обследование технического состояния газопровода	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		23

1. присваивается категория опасности каждому дефекту;
2. присваивается категория опасности каждой дефектной трубе по максимальной категории опасности дефектов выявленных на ней;
3. участок трубопровода разбивается на подучастки (по запорной арматуре);

На основании изучения и анализа обработанных материалов по внутритрубному диагностическому обследованию участка газопровода «Мыльджинское ГКМ–Вертикос» с км 0 – км 113, рабочая комиссия составила акт по результатам обследования участка газопровода; ведомость дефектов, подлежащих ремонту; схему расположения дефектов с привязкой их к пикетам (километражу) данного участка газопровода.

Таблица 8 – Обобщенные результаты обследования

маркеров	10
кранов	7
тройников, отводов–врезок	1
секций труб всего	19770
представленных поврежденных труб	3751
всего оцененных дефектов	16199
в том числе по видам повреждений:	
потеря металла глубиной до 15 %	44 на 4 трубе
от 15 до 30 %	18 на 18 трубах
от 30 до 50 %	9 на 8 трубах
аномальные швы	4
вмятины	4 на 4 трубах
аномалии и технологические дефекты	221 на 174 трубах

Результаты ВТД показаны на рисунках ниже:

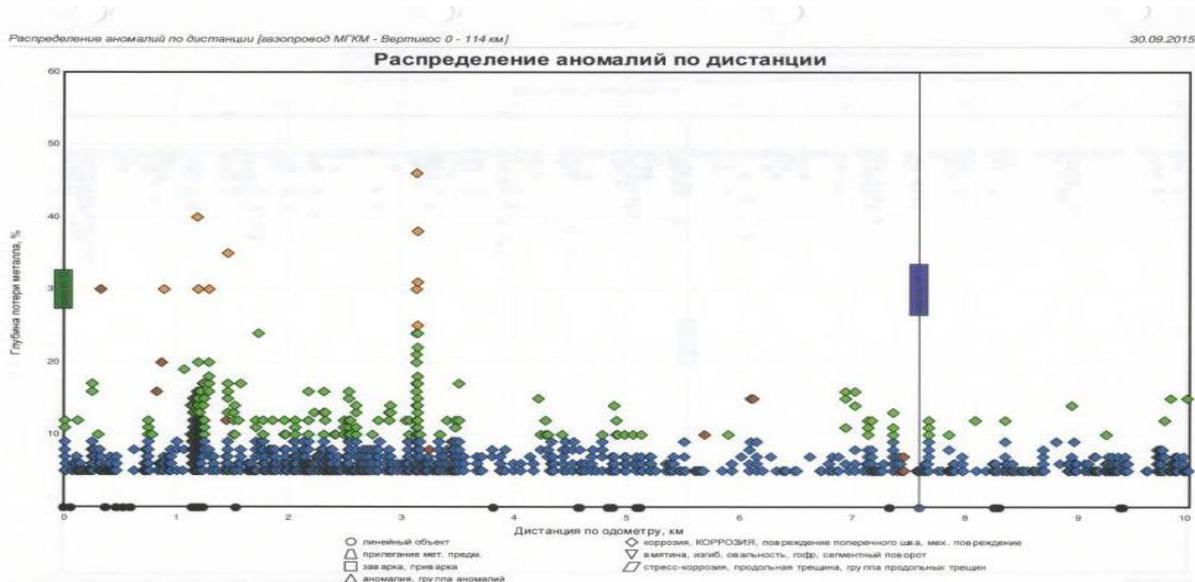


Рис. 7 – Распределение аномалий по дистанции



Рис.8 – Сводные статистические диаграммы

Акт по результатам обследования с ведомостью дефектов и схемой дефектов, утвержденный главным инженером ЛПУМГ предоставлен в ПОЭМГ и ГРС ООО «Газпром трансгаз Томск» для определения очередности вывода участков в капитальный ремонт и включения в план технической диагностики.

Вертикосская ЛЭС разработала дефектную ведомость на предмет ремонта участка газопровода «Мыльджинское ГКМ-Вертикос» 0-113 км. Дефектная ведомость утверждается руководителем ЛПУМГ и является основанием для разработки подрядной организацией локальной сметы на ремонт линейной части.

					Диагностическое обследование технического состояния газопровода	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		25

3. ОБОСНОВАНИЕ КАПИТАЛЬНОГО РЕМОНТА УЧАСТКА ГАЗОПРОВОДА

Проектные решения, в рамках проведения капитального ремонта участка линейного объекта, не предусматривают изменения класса, категории, диаметра магистрального трубопровода, а также проектной мощности объекта.

Проектом предусмотрено применение сертифицированных материалов, имеющих разрешение Федеральной службы по экологическому, технологическому и атомному надзору России, на основании реестров ПАО «Газпром».

Режим работы круглосуточный, круглогодичный. Транспортируемый по магистральному газопроводу продукт – природный газ.

Магистральный газопровод предназначен для транспортировки природного газа для промышленного и коммунально-бытового назначения.

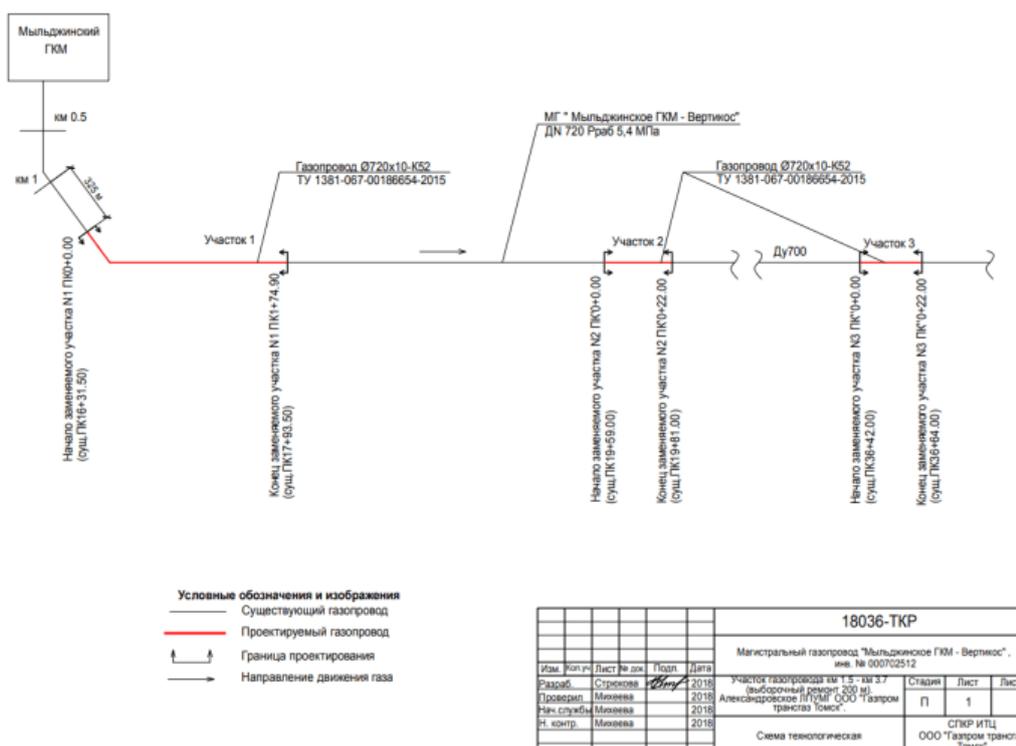


Рис.9 – Технологическая схема участка газопровода

					Проведение комплексных огневых работ в условиях транспортной труднодоступности на линейной части магистрального газопровода в однориточном исполнении			
								Лит.
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	Обоснование капитального ремонта участка газопровода		26	96
Разраб.		Трясин А.А.						
Руковод.		Бурков В.П.						
Консульт.								
Рук-ль ООП		Брусник О.В.				ТПУ гр. 3-2Б8СА		

3.1 Описание трубной продукции и фасонных деталей, используемой при проведении капитального ремонта

Выбор труб производился с учетом требований задания на проектирование, климатических характеристик района капитального ремонта, главы 17 [3].

В данной работе для капитального ремонта линейной части газопровода приняты стальные электросварные прямошовные трубы $\text{Ø}720 \times 10$ по ТУ 1381-067-00186654-2015 в заводской изоляции по ТУ 1390-014-00186654-2015 из стали 09Г2С, производства ПАО «Челябинский трубопрокатный завод»;

Необходимо применение вставки гнутой $78^\circ = 9^\circ \times 8 + 6^\circ \times 1$ из труб $\text{Ø}720 \times 10$ по ТУ 1381-067-00186654-2015 в заводской изоляции по ТУ 1390-014-00186654-2015.

Выбор трубной продукции и фасонных деталей трубопроводов выполнен согласно СТО Газпром 2-4.1-971-2015 «Инструкция по применению стальных труб и соединительных деталей на объектах ОАО Газпром». Применяемые в проекте трубы и фасонные детали соответствуют СТО Газпром 2-4.1-713-2013 «Технические требования к трубам и соединительным деталям для объектов ОАО Газпром».

Проектом предусматривается применение труб и отводов, сертифицированных на соответствие требованиям промышленной безопасности в установленном порядке и имеющих разрешение на применение на опасных производственных объектах. Применяемые МТР входят в Реестр трубной продукции, технические условия которых прошли рассмотрение постоянно действующей комиссией ПАО «Газпром».

					Обоснование капитального ремонта участка	Лист
						27
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		



Рис.10 – Карта–схема с указанием места производства работ

3.2 Выбор метода капитального ремонта газопровода

По результатам обследования участка газопровода «Мыльджинское ГКМ–Вертикос» км 0 – км 113, принято решение о выводе участка газопровода на км 1 – км 23 в ремонт.

Заданием на проектирование выделение этапов капитального ремонта не предусмотрено. Демонтажные работы осуществляют в общем потоке.

Демонтаж участков газопровода осуществляется в следующей технологической последовательности:

- подготовительные работы;
- обеспечение связи, завоз материалов и конструкций;
- организация временных переездов через трубопровод;
- перекрытие заменяемого участка и освобождение его от газа со всем комплексом работ (выполняет Александровское ЛПУМГ ООО «ГТТ»);
- отсечение участков ремонта, установка технологических заглушек;
- демонтаж участков $L_1=156\text{м}$, $L_2=22\text{м}$, $L_3=22\text{м}$.

Демонтаж участков газопровода выполняется в следующей последовательности:

					<i>Обоснование капитального ремонта участка</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		28

- разработка в траншее демонтируемых участков;
- вырезка участков газопровода в траншее;
- поднятие участков газопровода на бровку траншеи;
- резка на бровке на отдельные трубы;
- вывоз труб на площадку хранения Вертикосской ПП Александровского ЛПУМГ (расстояние от МПР 120 км).

В местах резки труб (для предотвращения загрязнения грунта) установить инвентарные поддоны.

Работы по удалению старой изоляции выполняются (при необходимости) на площадке хранения Вертикосской ПП Александровского ЛПУМГ вручную, труб с использованием скребков, щеток и других очищающих поверхность инструментов. При удалении старой изоляции не допускается нанесение на поверхность труб царапин, рисок, задиров и забоин.

Сбор мусора и отходов строительного производства производится силами Александровского АВП на полигон ТБО. До начала производства работ Александровский АВП должен заключить договор на утилизацию отходов (на стадии ППР).

					<i>Обоснование капитального ремонта участка</i>	<i>Лист</i>
						29
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		

4. ОРГАНИЗАЦИЯ ПОДГОТОВИТЕЛЬНЫХ И ОСНОВНЫХ РАБОТ ПРИ КАПИТАЛЬНОМ РЕМОНТЕ, КОНТРОЛЬ КАЧЕСТВА ВЫПОЛНЯЕМЫХ РАБОТ

4.1 Организация и технология работ

Для оптимизации организационно-технологической схемы капитального ремонта учитывались следующие основные факторы, влияющие на сроки и ресурсы ремонта:

- сроки капитального ремонта (производства работ);
- период капитального ремонта; – состояние существующей транспортной сети и объектов инфраструктуры;
- объем и последовательность выполнения строительно-монтажных работ, грунта включая внеплощадочные подготовительные работы;
- организация жилья, быта и режима работ строительных подразделений.

Капитальный ремонт участков газопровода «МГКМ – Вертикос» км 1,5 – км 3,7 осуществляется в следующей технологической последовательности:

1. Подготовительные работы, включая очистку трассы от поросли, уточнение положения газопровода и пересекаемых коммуникаций, устройство временных переездов через действующие коммуникации, устройство промораживаемых вдольтрассовых проездов;
2. Организация временных площадок для складирования материалов, замене для стоянки и заправки техники, для размещения временного строительного городка, вагона для обогрева, оборудования для проведения испытаний;
3. Обеспечение связи, завоз материалов и конструкций;
4. Отключение участка МГ «Мыльджинское ГКМ – Вертикос» протяженностью 23 км от ЭКП №21 Мыльджинского газоперерабатывающего завода до крана №23.

					<i>Проведение комплексных огневых работ в условиях транспортной труднодоступности на линейной части магистрального газопровода в однориточном исполнении</i>			
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>	<i>Организация подготовительных и основных работ при капитальном ремонте, контроль качества выполняемых работ</i>	<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Разраб.</i>		Трясин А.А.						
<i>Руковод.</i>		Бурков В.П.					30	96
<i>Консульт.</i>						ТПУ гр. 3-2Б8СА		
<i>Рук-ль ООП</i>		Брусник О.В.						

5. Вскрытие и демонтаж существующих участков газопровода Ду700 в границах проектирования;

6. Резка, вывоз демонтированных труб, СДТ на площадку хранения Вертикоской ПП Александровского ЛПУМГ;

7. Очистка от изоляции демонтируемых труб на площадке хранения Вертикоской ПП Александровского ЛПУМГ силами Александровского АВП (при необходимости);

8. Монтаж и сварка заменяемых участков газопровода;

9. Балластировка участков газопровода на болоте;

10. Монтаж силовых заглушек Ду700 для проведения испытаний;

11. Очистка, осушка, пневматические испытания участков газопровода (ПК0+0,00 – ПК1+74.90);

12. Ликвидации технологических разрывов, присоединением к существующему магистральному газопроводу, изоляция стыков, контроль изоляции, сварных стыков;

13. Проведение испытания отремонтированных участков газопровода природным газом с проходным давлением в составе действующего магистрального газопровода «МГКМ – Вертикос» и проверка на герметичность;

14. Демонтаж временных переездов через газопровод, временного строительного городка;

15. Техническая рекультивация земель;

16. Вывоз бытовых и промышленных отходов на полигон;

17. Биологическая рекультивация земель (в теплое время года).

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

Вопросы отключения и освобождения от газа ремонтируемого участка далее перед началом работ решают представители Александровского ЛПУМГ на основе технического обоснования и экономической целесообразности с учетом

					<i>Организация подготовительных и основных работ при капитальном ремонте, контроль качества выполняемых работ</i>	<i>Лист</i> 31
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		

конкретных условий производства ремонтных работ.

До начала работ при разработке ППР разрабатывается план-график последовательности производства работ. Одновременно разрабатывается также порядок передвижения рабочих и строительной техники на месте капитального ремонта участков газопровода.

Александровское ЛПУМГ назначает ответственное лицо за координацией работ по капитальному ремонту и надзору за безопасностью производства работ.

Работы по капитальному ремонту осложнены следующими факторами производства работ:

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

4.2 Перечень подготовительных работ

В подготовительном периоде строительства следует выделять три этапа:

- организационный;
- мобилизационный;
- подготовительно-технологический.

Организационный этап подготовки капитального ремонта кранового узла включает следующие мероприятия:

- возмещение ущерба землепользователям (Александровское ЛПУМГ);
- создание геодезической разбивочной основы (Александровское ЛПУМГ);
- разработка ППР на основании ПОКР и др. разделов ПД (АВП Александровского ЛПУМГ).

На мобилизационном этапе АВП Александровского ЛПУМГ ООО «ГТТ» выполняются следующие подготовительные работы:

- устройство временного строительного городка, площадок для ремонта и обслуживания машин и механизмов, площадок для складирования труб,

					<i>Организация подготовительных и основных работ при капитальном ремонте, контроль качества выполняемых работ</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		

материалов и оборудования на производственной площадке ОАО «Томсгазпром» в 6 км от МПР;

- устройство временных зданий на месте производства работ;
- перебазировка техники;
- устройство телефонной связи (обеспечение мобильной связью);
- обеспечение площадки капитального ремонта противопожарным инвентарем;
- устройство временного освещения площадки;
- подготовка и устройство временных проездов и подъездов к ремонтируемым участкам газопровода;
- согласование с эксплуатирующей организацией (Александровское ЛПУМГ) месторасположения и оборудование временных проездов через действующие газопроводы.

На подготовительно-технологическом этапе выполняются первоочередные и совмещенные подготовительные работы Александровским ЛПУМГ и АВП Александровского ЛПУМГ ООО «ГТТ». Александровскому ЛПУМГ необходимо произвести следующие работы:

- совместно с ИТЦ ООО «ГТТ» подготовить приказ об организации строительного контроля на объекте ремонта;
- совместно с АВП Александровского ЛПУМГ ООО «ГТТ» обозначить местоположение ремонтируемого газопровода и пересечения со всеми коммуникациями, определить глубину их заложения;
- отключить и освободить ремонтируемый участок от газа (вывести из работы);
- выполнить мероприятия, исключающие возможность открытия запорной арматуры в период капитального ремонта;
- отключить станции катодной защиты на участке газопровода, подлежащего ремонту;
- обеспечить ремонтные бригады связью с производственно-диспетчерской

					<i>Организация подготовительных и основных работ при капитальном ремонте, контроль качества выполняемых работ</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		

службой (ПДС) Александровского ЛПУМГ;

– передать подлежащие капитальному ремонту участки газопровода АВП Александровского ЛПУМГ по акту по форме А [21], к которому приложить ситуационный план трассы. На плане указать местонахождение ремонтируемых участков и действующих газопроводов и коммуникаций, их глубины заложения, характеристики и привязки, установленные закрепительные знаки.

До начала производства работ, предусмотренных проектом капитального ремонта, АВП Александровского ЛПУМГ необходимо:

– получить письменное разрешение Александровского ЛПУМГ на производство работ в охранной зоне по установленной форме с указанием этапов работ, выполняемых при обязательном присутствии и под наблюдением представителя Александровского ЛПУМГ;

– вызвать представителя Александровского ЛПУМГ для установления точного местонахождения ремонтируемых участков газопровода с последующим оформлением акта сдачи-приемки в капитальный ремонт участка газопровода [21];

– ознакомиться с полным комплектом проектно-сметной документации, включая рабочие чертежи и проект организации капитального ремонта;

– разработать ППР, согласовать его с Александровским ЛПУМГ, службой строительного контроля ИТЦ ООО «ГТТ», организациями, эксплуатирующими пересекаемые коммуникации;

– проработать мероприятия по перебазировке и обеспечения капитального ремонта специальной техникой и автотранспортом, строительными материалами и конструкциями, приборами и инструментом, ГСМ и т.д.;

– разработать и согласовать с Александровским ЛПУМГ мероприятия, обеспечивающие безопасное ведение работ;

– проинструктировать весь персонал по последовательности безопасного ведения работ, ознакомить с методами производства работ и местоположением всех трубопроводов и других коммуникаций;

– назначить из числа ИТР лицо, ответственное за производство работ;

					<i>Организация подготовительных и основных работ при капитальном ремонте, контроль качества выполняемых работ</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		

– принять от Александровского ЛПУМГ оформленные в установленном порядке документы на отвод земельных участков, а также копию договора аренды участка (при необходимости);

– проинформировать о начале и сроках проведения работ службу строительного контроля ИТЦ, землепользователей.

Производство работ при капитальном ремонте газопровода допускается только на отключенном участке. Освобождение внутренней полости участка от газа осуществляется через продувочные свечи. Отключающая арматура должна обеспечивать герметичное перекрытие, при необходимости краны герметизировать с помощью уплотнительной смазки (пасты).

Запрещается производство работ без оформления необходимых разрешительных документов на право производства работ в охранной зоне газопровода и инженерных коммуникаций, находящихся в одном техническом коридоре или пересекающих его. При обнаружении в период производства работ подземных коммуникаций, не указанных в проекте, следует немедленно прекратить работы до выяснения принадлежности коммуникации, получения от эксплуатирующей организации технических условий, согласования с ней способов производства работ в охранной зоне.

Трассы действующих подземных коммуникаций в пределах полосы отвода работ должны быть закреплены вешками на местности высотой 1,5 м с указанием фактической глубины заложения, установленными в пределах видимости. Вешки устанавливаются по оси трубопровода через каждые 50 м, а на участках с малой глубиной заложения и сильно пересеченным микрорельефом-через каждые 25 м. С таким же интервалом отмечаются вешками оси параллельных газопроводов в зоне выполнения ремонтных работ. На углах поворота, в местах пересечений и на границе разработки грунта вручную знаки устанавливаются с интервалом 5 м.

На участках, где действующие коммуникации заглублены менее 0,8 м, должны быть установлены знаки с надписями, предупреждающими об особой опасности.

					<i>Организация подготовительных и основных работ при капитальном ремонте, контроль качества выполняемых работ</i>	<i>Лист</i> 35
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		

Работы по расчистке ремонтной полосы следует выполнять после разметки и выноски пикетов за ее пределы и получения от Вертикосской ПП Александровского ЛПУМГ разрешения на право производства работ (договора аренды, наряда-допуска и т.д.).

Расчистка и планировка ремонтной полосы сводится к удалению растительности, крупных предметов, препятствующих проведению строительно-монтажных работ и свободному передвижению техники, выравниванию микрорельефа, осуществлению мероприятий по водоотводу.

При расчистке строительной полосы от кустарника и мелколесья бульдозером (кусторезом) полоса очищается при помощи корчевателя-уборщика ДП-25-1-2, который имеет рабочий орган в виде решетчатого отвала, и зубьями которые служат для подборки.

АВП Александровского ЛПУМГ ООО «ГТТ» во время разработки проекта производства работ, с учетом санитарно-эпидемиологических требований и требований пожарной безопасности, предусматривает места накопления отходов (места для установки контейнеров), образующихся в период капитального ремонта.

АВП Александровского ЛПУМГ в процессе капитального ремонта должен:

- осуществлять производственно-экологический контроль (ПЭК) в период строительства;
- собственными силами (или с привлечением сторонних организаций) осуществлять транспортирование отходов к местам их размещения и использования в соответствии с нормативами образования отходов и лимитами на их размещение и заключенными договорами;
- осуществлять учет образования, использования, обезвреживания, передачи или получения от других лиц, размещения всех видов отходов производства и потребления, выбросов вредных (загрязняющих) веществ в атмосферный воздух;
- производить плату за фактическое негативное воздействие на

					<i>Организация подготовительных и основных работ при капитальном ремонте, контроль качества выполняемых работ</i>	<i>Лист</i> 36
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		

окружающую среду по месту производства работ.

В случае обнаружения утечек (выходов) транспортируемого продукта эксплуатирующая трубопровод организация обязана принять срочные меры по устранению обнаруженных повреждений и неисправностей.

Проезд ремонтной техники над действующими подземными коммуникациями допускается только по специально оборудованным переездам в местах, согласованных с эксплуатирующей организацией.

При производстве работ по капитальному ремонту газопровода, в зимнее время проектом предусматриваются работы по устройству зимней дороги.

4.3 Основные виды работ по капитальному ремонту участков магистрального газопровода

Проектной документацией капитальный ремонт участков газопровода предусмотрен в следующем технологическом порядке:

1. Подготовительные работы, включая уточнение положения газопровода, устройство временных переездов через действующий газопровод, устройство временной зимней автодороги;
2. Планировка трассы в зоне действия ремонтно-строительной колонны;
3. Организация временной площадки для складирования материалов, обеспечение связи, завоз материалов и конструкций;
4. Демонтажные работы
5. Монтажные работы.
6. Рекультивация нарушенных земель.

Все строительно-монтажные работы производятся в соответствии с СП 36.13330.2012, СП 86.13330.2014*, СНиП 12-01-2004*, СП 42-102-2004, ВСН 51-1- 80, [8, 21], «Унифицированные проектные решения по капитальному ремонту линейной части магистральных газопроводов» (утв. Зам. председателя Правления ОАО "Газпром" от 08.02.2013 г.).

Капитальный ремонт участков газопровода выполняется согласно проекту производства работ (ППР), который разрабатывается АВП

					<i>Организация подготовительных и основных работ при капитальном ремонте, контроль качества выполняемых работ</i>	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		
						37

Александровского ЛПУМГ и согласовывается Александровским ЛПУМГ ООО «ГТТ».

Заключительным этапом при завершении капитального ремонта газопровода является обозначение трассы опознавательными знаками в соответствии с разделом 6.2 СТО ГАЗПРОМ 2-3.5-454-2010 "Правила эксплуатации магистральных газопроводов". Результаты приемки скрытых работ и ответственных конструкций в соответствии с требованиями проектной и нормативной документации оформляются соответствующими актами в соответствии с приложениями Б и В СНиП 12-01-2004.

В процессе производства работ обязательно ведение журнала производства работ, составление актов: приемки конструкций и оборудования в монтаж, скрытых работ, окончания монтажных работ и т.д.

К процедуре оценки соответствия отдельных конструкций АВП Александровского ЛПУМГ должен представить акты освидетельствования всех скрытых работ, входящих в состав этих конструкций, геодезические исполнительные схемы, а также протоколы испытаний конструкций в случаях, предусмотренных проектной документацией. Александровское ЛПУМГ может выполнить контроль достоверности представленных АВП Александровского ЛПУМГ исполнительных геодезических схем. С этой целью АВП Александровского ЛПУМГ должен сохранить до момента завершения приемки, закрепленные в натуре разбивочные оси и монтажные ориентиры.

Результаты приемки работ, скрываемых последующими работами, в соответствии с требованиями проектной и нормативной документации оформляются актами освидетельствования скрытых работ.

Запрещается выполнение последующих работ при отсутствии актов освидетельствования предшествующих скрытых работ.

					<i>Организация подготовительных и основных работ при капитальном ремонте, контроль качества выполняемых работ</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		

Таблица 9 - Перечень скрытых работ, приемка которых оформляется актами освидетельствования скрытых работ

Наименование работ	Виды работ
Земляные работы	Разработка котлованов, траншей; обратная засыпка котлованов, траншей, уплотнение грунта
Сварочные работы	Сварка трубопровода с контролем швов сварных соединений
Изоляция трубопровода	
Очистка полости, пневмоиспытания	Очистка (продувка) трубопровода, испытание на прочность и герметичность, осушка

На основании вышеизложенного капитальный ремонт (последовательная организационная схема ремонта) включает следующие основные виды работ:

- подготовительные;
- земляные;
- демонтажные;
- строительно-монтажные;
- сварочно-монтажные;
- изоляционно-укладочные;
- очистка полости и испытания газопровода;
- восстановительные (рекультивация).

4.4 Отсечение участка газопровода от магистрали

На время проведения работ по замене участков газопровода будет отключен участок 0 - 23 км МГ «МГКМ – Вертикос». Отключаемый участок следует опорожнить от продукта перекачки.

Работы по выводу участка газопровода из эксплуатации, опорожнению от продукта перекачки согласно требованиям раздела 5.3 [21] выполняют службы Вертикосской ПП Александровского ЛПУМГ.

Опорожнение ремонтируемого участка магистрального газопровода осуществлять методом выработки газа в МГ «НГПЗ – Парабель». Оставшийся газ в газопроводе стравливается через сбросные свечи КУ №1 и №23 магистрального газопровода «МГКМ – Вертикос»

Объем вырабатываемого газа составляет 184299 м³, стравливаемого газа составляет 38586 м³.

					Организация подготовительных и основных работ при капитальном ремонте, контроль качества выполняемых работ	Лист 39
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Опорожненный от продукта перекачки участок магистрального газопровода передается Александровскому АВП в работу по акту в соответствии с приложением А [3].

4.5 Земляные работы

При производстве и приемке земляных работ необходимо руководствоваться требованиями СП 45.13330.2012 «Земляные сооружения, основания и фундаменты», СНиП 12-04-02 «Безопасность труда в строительстве. Часть 2», [8]

До начала земляных работ уточнить фактическое расположение газопровода.

Земляные работы при ремонте участков газопровода выполняются в следующей последовательности:

- снятие плодородного слоя грунта (при наличии);
- вскрытие демонтируемых подземных участков трубопровода
- доработка траншей до проектных отметок;
- обратная засыпка траншей после укладки участков трубопровода;
- рекультивация земель.

При капитальном ремонте разработку траншей в зимнее время на болотах выполнять одноковшовыми экскаваторами после промораживания грунта. Рыхление грунта при разработке траншеи для демонтажа трубопровода производить экскаватором с навесным рыхлителем. Минимальное расстояние от поверхности трубопровода до рабочего органа механизма при разработке грунта механизированным способом допускается 0,2 м. После вскрытия грунт на участках заземленного газопровода дорабатывается вручную.

Грунт, извлеченный из траншеи, укладывается в отвал с одной стороны траншеи, оставляя другую сторону свободной для передвижения ремонтной колонны.

При пересечении трассой газопровода действующих подземных коммуникаций разработка грунта механизированным способом производится

					Организация подготовительных и основных работ при капитальном ремонте, контроль качества выполняемых работ	Лист 40
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

на расстоянии не ближе 2 м от боковой стенки. Оставшийся грунт дорабатывается вручную, в присутствии представителя организации эксплуатирующей пересекаемые коммуникации, с принятием мер, исключающих возможность повреждения этих коммуникаций.

Перед укладкой газопровода необходимо выполнить разработку траншеи до проектных отметок. Подсыпку дна траншеи выполнить разрыхленным местным грунтом. Рыхление грунта производится механизмом типа «Катран», который предназначен для измельчения, просеивания и сепарации грунта, а также его перемещения из отвала при обратной засыпке траншеи. Подбивку пазух и обсыпку трубопровода выполнить разрыхленным мягким грунтом с послойным уплотнением одноковшовым экскаватором на толщину 20 см над верхней образующей трубопровода.

Окончательная засыпка траншеи выполняется оставшимся грунтом из отвала. При засыпке газопровода необходимо обеспечить сохранность труб и изоляционного покрытия, а также плотное прилегание газопровода ко дну траншеи.

После естественного или искусственного уплотнения грунта выполняется техническая рекультивация, которая заключается в возвращении плодородного слоя почвы на нарушенную площадь, планировка территории. После завершения технической рекультивации выполняется биологическая рекультивация в теплое время года - посев многолетних трав.

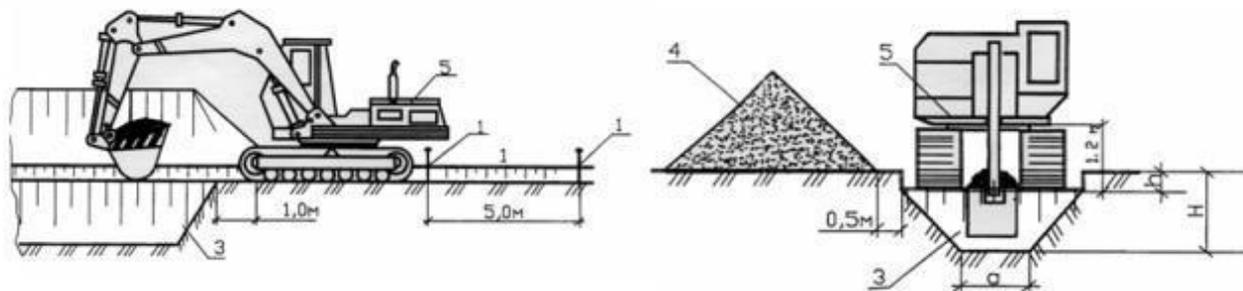


Рис.11 – Схема организации работ по разработке траншеи

1 - колышки; 2 - вешки; 3 - разрабатываемая канава; 4 - отвал минерального грунта; 5 - экскаватор; - глубина канавы; - ширина канавы по дну; - глубина снятия плодородного слоя по проекту.

					Организация подготовительных и основных работ при капитальном ремонте, контроль качества выполняемых работ	Лист 41
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

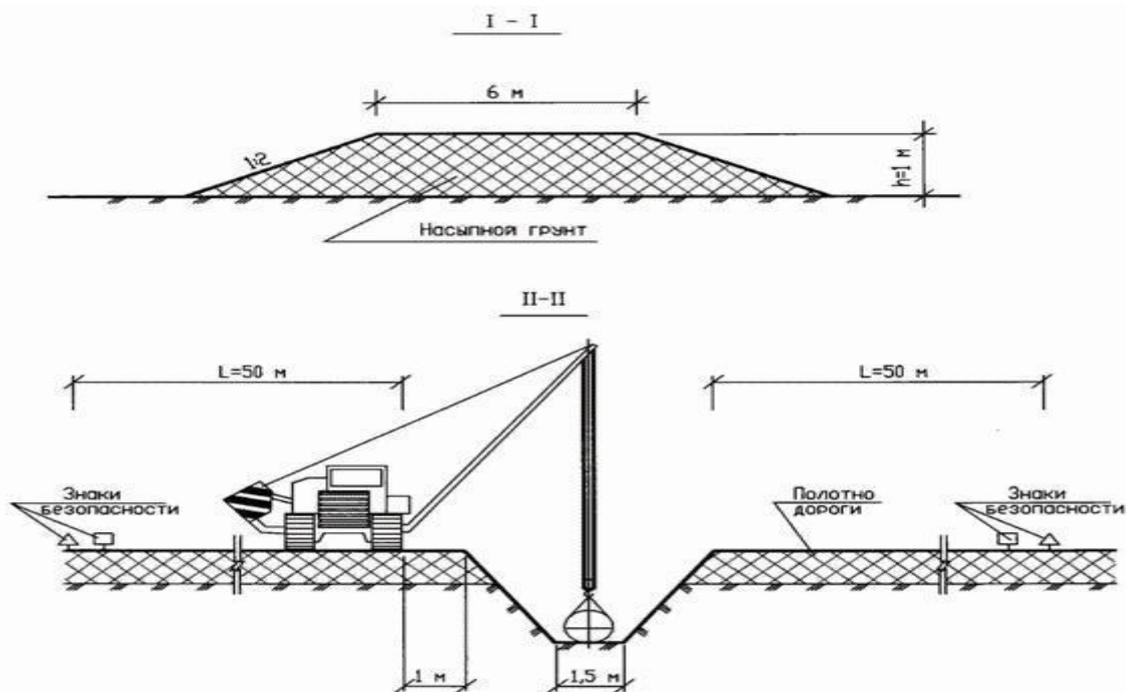


Рис. 12 – Насыпной грунт и укладка к в траншею.

4.6 Демонтажные работы

При подготовке участков газопровода к демонтажу особое внимание должно быть уделено проверке полости трубы на отсутствие взрывоопасной газовой смеси, конденсата и пирофорных отложений. Данные работы должны также проводиться непосредственно перед огневыми работами на каждом конкретном участке. При необходимости, в трубе должны вырезаться вентиляционные отверстия диаметром 150 - 250 мм.

Демонтажные работы при капитальном ремонте производятся после вывода из эксплуатации участка газопровода и выполняются в следующей последовательности:

- вскрытие трубопроводов;
- вырезка в траншее участков трубопровода;
- демонтаж участков трубопровода из траншеи;
- резка на бровке на секции;
- вывоз труб на площадку хранения Вертикосской ПП

Александровского ЛПУМГ (расстояние 120 км).

					Организация подготовительных и основных работ при капитальном ремонте, контроль качества выполняемых работ	Лист 42
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Все трубы, демонтированные в ходе капитального ремонта, должны пройти процедуру диагностики на возможность дальнейшего применения.

Обследование демонтированных труб выполняют аттестованные специалисты специализированных организаций после доставки их на площадку хранения Вертикосской ПП.

Работы по удалению старой изоляции выполняются на площадке хранения Вертикосской ПП (при необходимости) вручную с использованием скребков, щеток и др. При удалении старой изоляции не допускается нанесение на поверхность труб царапин, рисок, задиров и забоин. После очистки от изоляции оголенный трубопровод устанавливают на инвентарные лежки. В качестве лежек могут применяться деревянные бруски, мешки с песком, железнодорожные шпалы, оборудованные упорами, обеспечивающими неподвижность трубных секций.

Очистка наружной поверхности трубопровода проводится по всей длине демонтируемых участков газопровода.

Сбор мусора и отходов строительного производства (снятая изоляция) производится на полигон ТБО по заключенному АВП Александровского ЛПУМГ договору.

4.7 Сварочно-монтажные работы

Сварку трубопроводов производить по технологической карте сварки, разработанной в ППР, согласно аттестованной технологии сварки с применением сварочного оборудования, прошедшего аттестацию и с соблюдением правил техники безопасности и пожарной безопасности и в соответствии с СТО Газпром 2-2.2-136-2007 «Инструкция по технологиям сварки при строительстве и ремонте промышленных и магистральных газопроводов. Часть 1», «Временные требования к организации сварочно-монтажных работ, применяемым технологиям сварки, неразрушающему контролю качества сварных соединений и оснащенности подрядных организаций при строительстве, реконструкции и капитальном ремонте

					<i>Организация подготовительных и основных работ при капитальном ремонте, контроль качества выполняемых работ</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		

магистральных газопроводов ПАО «Газпром», утвержденных Заместителем Председателя Правления ПАО «Газпром» Маркеловым В.А. от 17.10.2013 г.

Потребное количество, техническая характеристика и результаты прочностных расчетов труб, применяемых на участке ремонта МГ, представлены в таблицах 11 и 12.

Таблица 10 - Потребное количество труб на участке производства работ

№ п/п	Наименование (марка)	Количество, м	Масса единицы*, кг	Общая масса, т
Трубы стальные электросварные прямошовные ТУ 1381-067-00186654-2015 в заводской изоляции				
1	720x10 мм	202	175,1	35,4

Таблица 11 - Техническая характеристика труб

Диаметр, толщина стенки, мм	Документ	Конструкция трубы	Класс прочности	$G_{врем.}$, МПа	$G_{тек.}$, МПа	Ударная вязкость основного металла КСУ при t «минус» 60оС, кгс/см ²	Удлинение, %
720x10	ТУ 1381-067-00186654-2015	электросварная прямошовная	K52	520	355	60,0	20

Соединительные детали трубопроводов выполняются из сталей, аналогичных материалу труб.

Сварочные работы производятся на берме траншеи на месте производства работ. Сварочно-монтажные работы выполняются с использованием сварочного агрегата АС81 и трубоукладчиков ТГ301К и ТГ-321Т.



Рис. 13 - Установка «катушки» на концы труб

Организация подготовительных и основных работ при капитальном ремонте, контроль качества выполняемых работ					Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	44

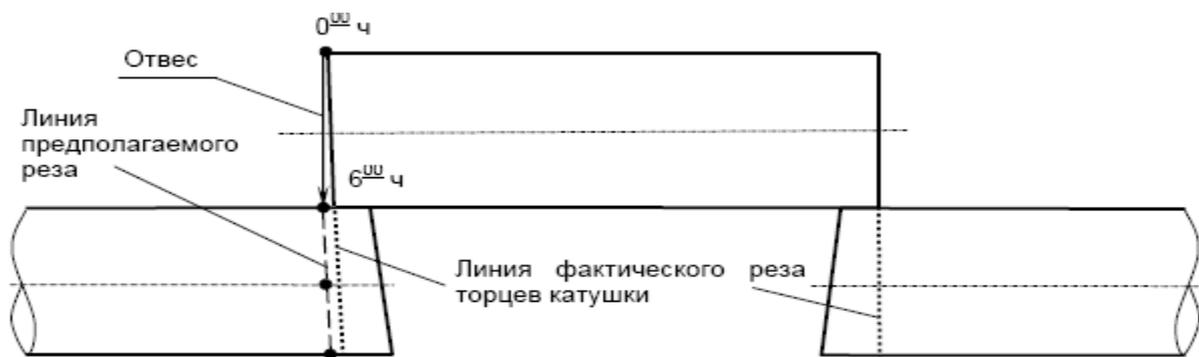
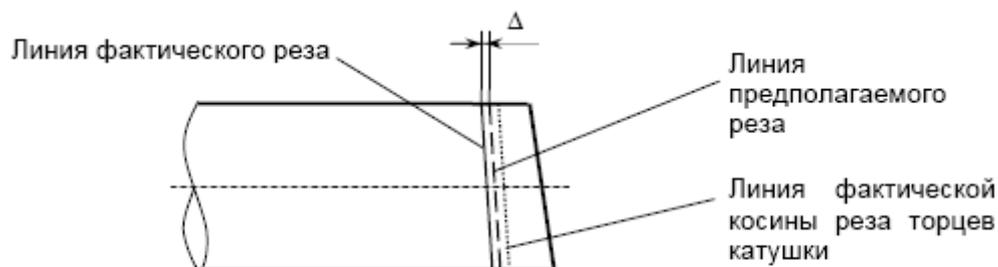


Рис. 14 - Разметка линии предполагаемого реза торцов труб



Δ – параметр, учитывающий толщину стенки газопровода, угла скоса и притупление кромок, а также зазор между свариваемыми кромками

Рис. 15 - Разметка линии фактического реза торцов труб

При выполнении сварки труб с заводской изоляцией необходимо применять защитные коврики из асбестовой ткани, которые предназначены для предохранения заводского изоляционного покрытия от попадания на него брызг расплавленного металла.

Погрузочно-разгрузочные работы материалов, оборудования и труб выполняются автомобильным краном. Подъем, опускание и перемещение труб в нитку ведут кранами трубоукладчиками с использованием мягких полотенец. Для погрузки и выгрузки труб в трубовозы и раскладки труб и трубных звеньев используются траверсы и мягкие полотенца.

Все применяемые технологии сварки должны быть аттестованы в соответствии с требованиями РД 03-615-03 «Порядок применения сварочных технологий при изготовлении, монтаже, ремонте и реконструкции технических устройств для опасных производственных объектов» и СТО Газпром 2-2.2-136-2007 «Инструкция по технологиям сварки при строительстве и ремонте промышленных и магистральных газопроводов. Часть 1».

Все сварщики и специалисты сварочного производства, занятые на объектах строительства должны быть аттестованы в соответствии с ПБ 03-

					Организация подготовительных и основных работ при капитальном ремонте, контроль качества выполняемых работ	Лист 45
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

273-99 «Правила аттестации сварщиков и специалистов сварочного производства» и РД 03-495-02 «Технологический регламент проведения аттестации сварщиков и специалистов сварочного производства».

Перед проведением работ проводятся допускные испытания сварщиков с оформлением протоколов допускных испытаний и допускных листов.

Сварные соединения газопроводов, выполненные при капитальном ремонте участков газопровода, подлежат визуально-измерительному, радиографическому и ультразвуковому контролю в 100% объеме.

Гарантийные стыки должны быть сварены, проконтролированы и испытаны в соответствии с требованиями документа «Правила безопасности при эксплуатации магистральных газопроводов», 1985 г. (п.8.32 - 8.40).

Результаты контроля качества сварных соединений оформить в соответствии с СТО Газпром 2-2.4-083-2006.

Сварочное оборудование должно соответствовать требованиям НД ПАО «Газпром» по технологиям сварки и должно быть внесено в Реестр сварочного, вспомогательного оборудования, оборудования и материалов для контроля и диагностики сварных соединений, технические условия которых соответствуют техническим требованиям ПАО «Газпром».

Технология ремонта

После раскопки дефектного участка начинаются меры по подготовке к ремонту.

1. Вырезаются технологические окна, и выпускается оставшийся в трубе газ.



Рис. 16 – Вырезание технологических окон

2. После того как давление в трубе уменьшилось до 0,5 кПа,

					Организация подготовительных и основных работ при капитальном ремонте, контроль качества выполняемых работ	Лист 46
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

через технологические отверстия устанавливаются резиновые шары со сжатым воздухом.

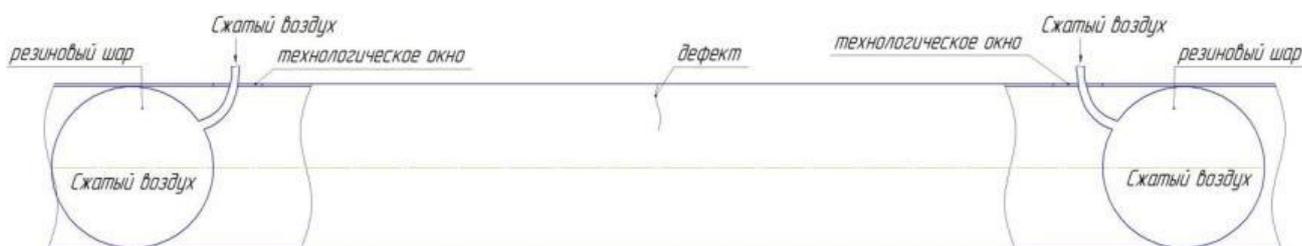


Рис. 17 – Установка резиновых шаров

3. После установки шаров, производится продувка сжатым воздухом полости трубы для удаления остатков газа.



Рис. 18 – Продувка остатков газа

4. Устанавливаются дополнительные резиновые шары для обеспечения большего уровня безопасности в качестве доп. защиты от попадания газа в зону сварочных работ.

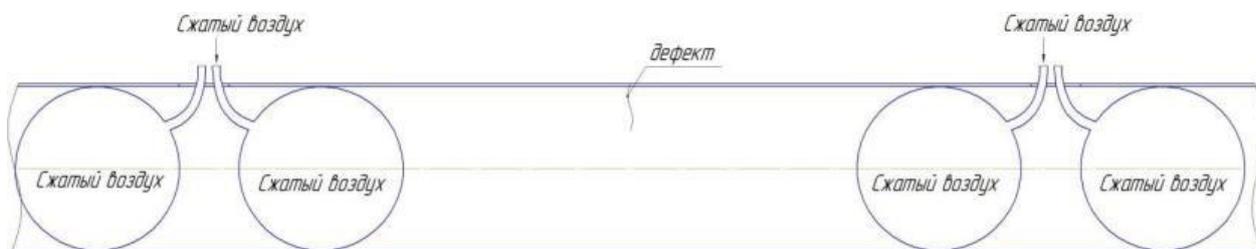


Рис. 19 – Установка дополнительного шара

5. Производится вырезка и удаление дефектного участка газопровода при помощи газовой резки, длина вырезаемого элемента зависит от количества дефектов.



Рис. 20 – Вырезка дефектного участка

					Организация подготовительных и основных работ при капитальном ремонте, контроль качества выполняемых работ	Лист 47
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

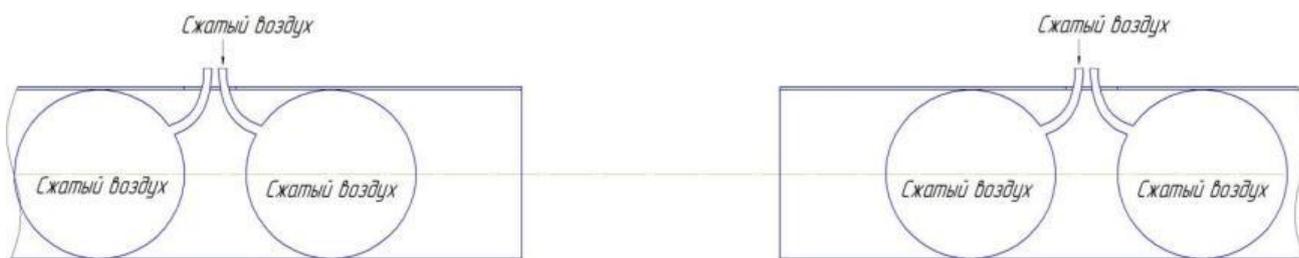


Рис. 21 – Удаление дефектного участка

6. Новая катушка-вставка приходит на объект с завода уже с подготовленными под сварку кромками и размером 5000 мм.

Осуществляется подготовка кромок на трубе под сварку, она включает в себя, резку, снятие фаски, обработку кромок углошлифовальной машинкой.

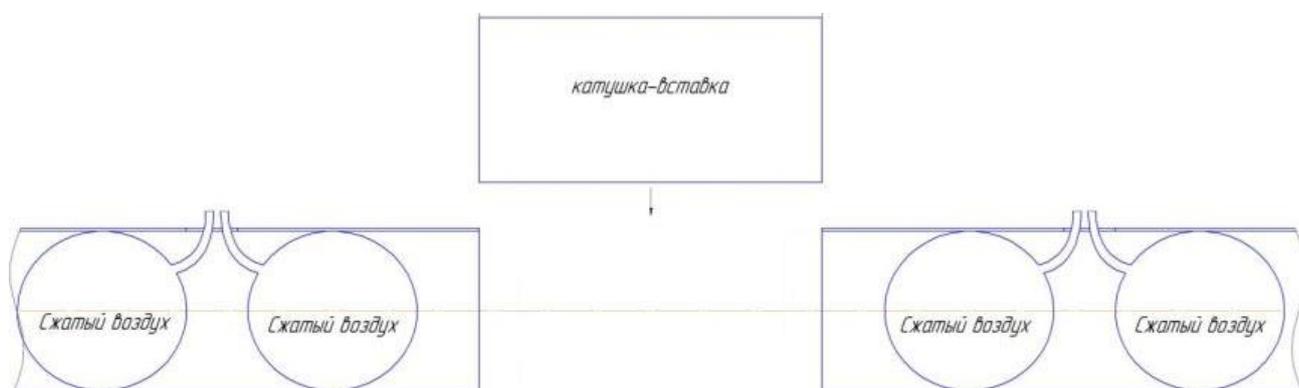


Рис. 22– Подготовка кромок

7. Катушка устанавливается в наружных центриаторах.

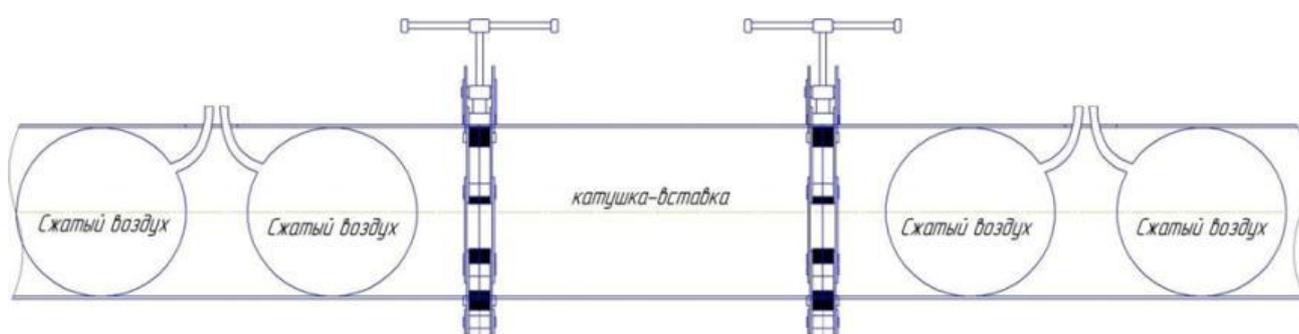


Рис. 23 – Установка катушки

8. Чтобы не размагничивать трубопровод для сварки, будем использовать инвертор сварочного тока ИСТ-201.

					Организация подготовительных и основных работ при капитальном ремонте, контроль качества выполняемых работ	Лист 48
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

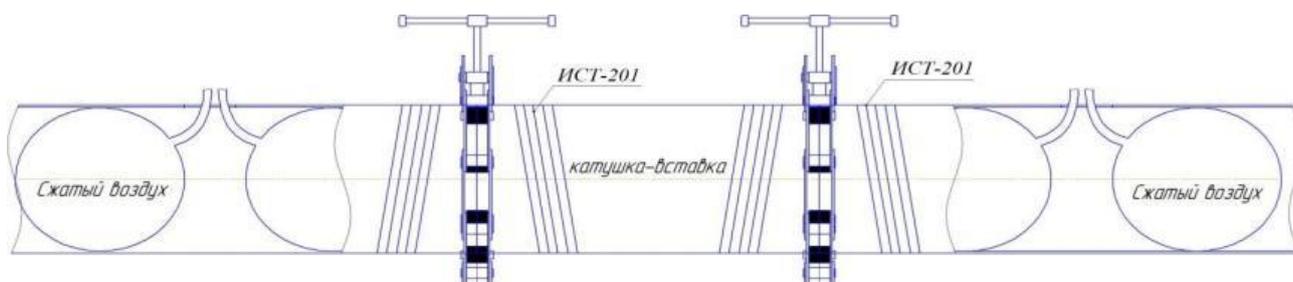


Рис. 24 – Инвертор сварочного тока

9. Привариваются прихватки. Всего 4 прихватки расположенных диаметрально, длина прихваток 100-200 мм. Режимы прихваток применяются такие же, как и для сварки корневого слоя шва.

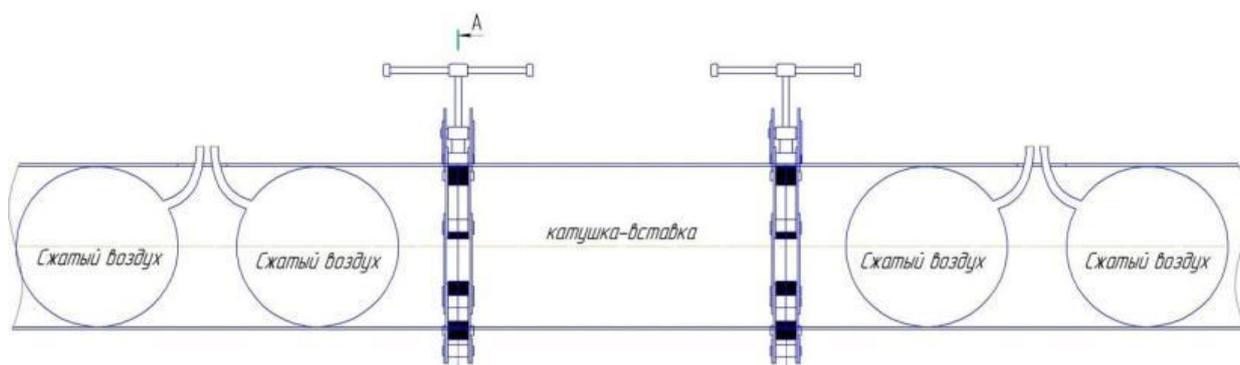


Рис. 25 – Операция простановки прихваток

10. После приварки прихваток, снимается центратор.

11. Сварка корневого слоя шва производится 2 сварщиками на рассчитанных режимах.

12. После сварки корневого слоя шва, выполняются первый «горячий проход», второй заполняющий и третий облицовочный проходы.



Рис. 26 – Сварка заполняющих и облицовочных слоев шва

13. После сварки всех слоев шва извлекаются резиновые шары и завариваются технологические отверстия.



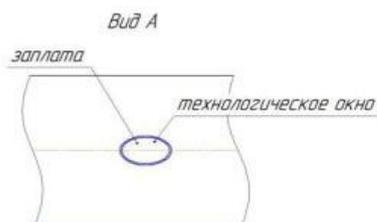


Рис. 27 – Заварка технологического окна

4.8 Изоляционно-укладочные работы

Согласно заданию на проектирование, для защиты от коррозии подземных проектируемых (заменяемых) участков трубопроводов предусматривается применение антикоррозионной изоляции, нанесенной в заводских условиях.

Для пассивной защиты проектируемого трубопровода согласно требованиям ГОСТ Р51164-98 и ВСН 008-88 принято заводское наружное покрытие ПЭПк-1-Н по ТУ 1390-014-00186654-2015;

Для герметизации сварных стыков на участках подземной прокладки применяются термоусаживающиеся манжеты «ТЕРМА-СТМП» Ø700 по ТУ 2245-046-82119587-2013 производства ООО «Терма» г. Санкт-Петербург.

Существующие трубопроводы (околошовные сварные участки), к которым согласно проекта предусматривается монтаж проектных трубопроводов (монтаж гарантийной катушки), предусматриваются в изоляции усиленного типа по ГОСТ Р51164-98 системой наружного покрытия «Транскор Газ» в составе:

- слой битумно-полимерной грунтовки "ТРАНСКОР-ГАЗ" –1 слой толщиной 0,1мм;
- материал рулонный армированный "РАМ" -2 слоя толщиной каждый слой 1,7мм;
- лента радиационно-сшитая мастичная "ДОНРАД-ГАЗ" - 1 слой толщиной 1,7мм;

Контроль качества изоляционного покрытия производить согласно ГОСТ Р 51164-98 п.6.2, 6.3, ГОСТ 9.602-2016. Применяемое оборудование при выполнении изоляционных работ должно соответствовать реестру

					Организация подготовительных и основных работ при капитальном ремонте, контроль качества выполняемых работ	Лист 50
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

разрешенных к применению на объектах ПАО «Газпром» (при выполнении работ по ремонту объектов транспортировки газа) изоляционных материалов, технические условия которых соответствуют требованиям ПАО «Газпром».

Электрохимическая защита от коррозии предусматривается от существующей установки катодной защиты магистрального газопровода. Проектной документацией не предусматривается дополнительная установка контрольно – измерительных пунктов.

Укладка трубопровода в траншею, не соответствующую проекту, запрещается.

Укладка изолированного трубопровода в траншею выполняется циклическим способом, с использованием монтажных полотенец.

Высота подъема трубопровода над землей должна быть не более 0,7 м.

Металлические части приспособлений, которые могут случайно оказаться в контакте с трубой, необходимо снабдить прокладками из эластичного материала. Стрелы трубоукладчиков должны быть обрезинены.

До засыпки производится контроль качества изоляционных работ с помощью искрового дефектоскопа и выполняется в соответствии с требованиями СП 86.13330.2014 и соответствующих инструкций.

Повреждения изоляционного покрытия трубопроводов, допущенные в процессе укладки, устранить до засыпки.

Глубина заложения заменяемых участков трубопровода составляет:

- не менее 0,8 м при номинальном диаметре менее DN1000;
- не менее 1,1 м на болотах и торфяных грунтах.

При укладке изолированного трубопровода в траншею должно быть обеспечено:

- недопущение в процессе опуска его соприкосновения со стенками траншеи;
- проектное положение трубопровода;
- сохранность труб и отсутствие на них вмятин, гофр, изломов и других повреждений;

					Организация подготовительных и основных работ при капитальном ремонте, контроль качества выполняемых работ	Лист 51
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

- сохранность изоляционного покрытия;
- плотное прилегание трубопровода ко дну траншеи по всей длине.

После засыпки газопровода состояние изоляционного покрытия проверяется переносным искателем повреждений

По результатам обследования принимаются меры по устранению дефектов, если они имеются.

Применяемое оборудование при выполнении изоляционно-укладочных работ должно соответствовать реестру разрешенных к применению на объектах ПАО «Газпром» (при выполнении работ по ремонту объектов транспортировки газа) изоляционных материалов, технические условия которых соответствуют требованиям ПАО «Газпром».

Работы по изоляции сварных стыков труб и по опуску изолированного трубопровода в траншею оформить актами.

					<i>Организация подготовительных и основных работ при капитальном ремонте, контроль качества выполняемых работ</i>	<i>Лист</i> 52
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		

5. ИСПЫТАНИЕ ГАЗОПРОВОДА, ПРИЕМКА В ЭКСПЛУАТАЦИЮ ЗАКОНЧЕННОГО РЕМОНТОМ УЧАСТКА ГАЗОПРОВОДА

Участок магистрального газопровода после капитального ремонта и перед его подключением к действующему газопроводу подлежит испытанию на прочность и проверке на герметичность.

До начала проведения испытаний должен быть подготовлен пакет документов, включающий:

- утвержденные в производство работ рабочие чертежи;
- схему проведения испытаний с указанием места установки испытательного оборудования и КИП;
- комплект исполнительной документации на испытываемый газопровод;
- паспорта, поверочные сертификаты и инструкции по эксплуатации (при необходимости) на все контрольно–измерительное оборудование, которое будет применяться в процессе испытаний;
- паспорта и/или сертификаты на временное оборудование и материалы, используемые для проведения испытаний.

АВП Александровского ЛПУМГ за 5 суток до начала испытаний издает приказ о проведении испытаний и назначает руководителя испытаний в соответствии с инструкцией по испытаниям.

Очистку полости, испытание на прочность и проверку на герметичность, осушку участка газопровода проводить в соответствии с требованиями СП 86.13330.2014 (Актуализированная редакция СНиП III–42–80*), СТО Газпром 2–3.5–354–2009, ВСН 011–88.

					<i>Проведение комплексных огневых работ в условиях транспортной труднодоступности на линейной части магистрального газопровода в однниточном исполнении</i>			
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>				
<i>Разраб.</i>		Трясин А.А.			<i>Испытание газопровода, приемка в эксплуатацию законченного ремонтom участка газопровода</i>	<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Руковод.</i>		Бурков В.П.					53	96
<i>Консульт.</i>						ТПУ гр. 3-2Б8СА		
<i>Рук-ль ООП</i>		Брусник О.В.						

Работы по очистке полости, испытаниям, и осушке участков газопровода проводят по специальным рабочим инструкциям, отражающим местные условия работ. Специальные инструкции разрабатываются АВП Александровского ЛПУМГ и должны быть согласованы с Александровским ЛПУМГ, СПКР ИТЦ и утверждены председателем комиссии.

Оборудование для проведения комплекса работ по пневматическому испытанию участка газопровода следует размещать на площадке установки оборудования, расположенной за границей охранной зоны (200м).

5.1 Очистка газопровода

Очистку проводят продувкой сжатым воздухом, подаваемым передвижными компрессорными установками.

Проектом предусматривается пневматическое испытание отремонтированного участка в 2 этапа:

1 этап – предварительное испытание на прочность пневматическим способом согласно п.12.3 СТО Газпром 2–3.5–354–2008: – $L_1=156$ м – ПК0+0,00 – ПК1+74,90.

2 этап – испытание отремонтированных участков ($L_1=156$ м, $L_2=22$ м, $L_3=22$ м) в составе действующего газопровода.

5.2 Предварительное испытание участков газопровода

Предварительное испытание: – $L_1=156$ м – ПК0+0,00 – ПК1+74,90. выполнить пневматическим способом согласно п.12.3 СТО Газпром 2–3.5–354–2008 при давлении $1,1P_{раб} = 60,5$ кгс/см² (5,94 МПа) в течение 12 ч, проверку на герметичность – при снижении давления до рабочего ($P_{раб} = 5,4$ МПа) в течение времени, необходимого для осмотра газопровода, непосредственно на месте проектного расположения с последующей осушкой испытанного участка газопровода сухим воздухом с помощью установки ГТУ.

При подготовке к испытанию необходимо в соответствии с принятой схемой испытания установить днища, смонтировать и испытать обвязочные газопроводы компрессорных установок и шлейф подсоединения к газопроводу на давление $1,25P_{исп}$, установить контрольно–измерительные приборы. Для

					<i>Испытание газопровода, приемка в эксплуатацию законченного ремонта участка газопровода</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		54

измерения давления должны применяться проверенные, опломбированные и имеющие паспорт дистанционные приборы или манометры класса точности не ниже 1 с предельной шкалой на давление $\sim 4/3$ испытательного, устанавливаемые вне охранной зоны. Применяемые манометры должны отвечать требованиям ГОСТ 2405–88.

После проведения испытаний воздух из участка стравливают через свечу, высотой не менее 3 м, отведенную от испытательного шлейфа, с краном, расположенным на расстоянии 50 метров от компрессорного агрегата, и находящимся за пределами охранной зоны (200м в обе стороны от оси газопровода и 800 м в направлении возможного отрыва заглушки от торца газопровода). По окончании пневматических испытаний воздух из участка стравливают с рабочего давления до 5,0 МПа без ограничения скорости стравливания, далее поэтапно, с выдержкой на каждой ступени, или плавно, со скоростью снижения давления не более 0,1 МПа в час.

На период проведения производства работ по очистке полости и испытанию газопроводов устанавливают охранную зону безопасности проведения пневматических испытаний, которую обозначают соответствующими знаками, определяют места и условия безопасного пребывания лиц, занятых в работах. Сварные соединения считаются годными, если в них отсутствуют дефекты, размеры которых не превышают допустимые нормы, указанные в таблице 2 СТО Газпром 2–2.4–083–2006.

Газопроводы считаются выдержавшими испытания на прочность и проверку на герметичность, если за время испытания они не разрушились, а при проверке на герметичность давление осталось неизменным и не было обнаружено утечек. При проверке на герметичность должны быть учтены колебания давления, вызванные изменением температуры в испытываемых газопроводах.

После окончания работ по испытанию газопровода все временно занятые земли должны быть в обязательном порядке восстановлены в соответствии с проектом рекультивации земель.

					<i>Испытание газопровода, приемка в эксплуатацию законченного ремонта участка газопровода</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		55

5.3 Осушка (продувка) участков газопровода

При заполнении продуктом и эксплуатации газопроводов оставшаяся в полости газопровода влага способствует образованию кристаллогидратов, в результате чего снижается пропускная способность. Поэтому после испытаний полость газопровода следует дополнительно осушить воздухом с использованием газотурбинной установки.

Испытания и осушку полости следует производить по специальной инструкции, разработанной АВП Александровского ЛПУМГ, согласованной с СПКР ИТЦ и Александровским ЛПУМГ. Инструкция должна предусматривать мероприятия, направленные на снижение паровоздушной фазы в газопроводе, предупреждение гидратообразования.

Осушку участка газопровода выполняют сухим воздухом до достижения на выходе осушаемого газопровода ТТР минус 20° в соответствии с требованиями раздела 11 СТО Газпром 2–3.5–354–2009.

Продувку выполняют сжатым осушенным воздухом без пропуска поршней в соответствии с п. 7.7 СТО Газпром 2–3.5–354–2009.

					<i>Испытание газопровода, приемка в эксплуатацию законченного ремонта участка газопровода</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		56

6. РАСЧЕТНАЯ ЧАСТЬ

6.1 Расчет толщины стенки газопровода

В данном расчете производится определение минимальной толщины стенки труб по объекту «Магистральный газопровод «Мыльджинское ГКМ – Вертикос» участок км 1,5 – км 3,7 (выборочный ремонт 200м).

Исходные данные для расчета:

Рассмотрен подземный участок трубопровода со следующими параметрами:

- наружный диаметр газопровода $D_H = 720$ мм;
- толщина стенки трубопровода 10 мм;
- категория магистрального газопровода принята С или II категории [3];
- завод-изготовитель – «Челябинский трубопрокатный завод»;
- рабочее давление $P = 5,4$ МПа;
- n – 1,1 коэффициент надежности по нагрузке от внутреннего давления [3];
- k_1 – 1,34 коэффициент надежности по материалу [3];
- k_2 – 1,15 коэффициент надежности по материалу [3];
- m – 0,825 коэффициент условий работы ГП [3];
- k_H – 1,1 коэффициент надежности по ответственности ГП [3];
- R_1^H – 540 МПа нормативное сопротивление растяжению;
- R_2^H – 355 МПа нормативное сопротивление сжатию;

Расчетная толщина стенки определяется в соответствии с [3]:

$$\delta = \frac{n \cdot p \cdot D_H}{2(R_1 + n \cdot p)}, (1);$$

$$R_1 = \frac{R_1^H \cdot m}{k_1 \cdot k_H}, (2);$$

					<i>Проведение комплексных огневых работ в условиях транспортной труднодоступности на линейной части магистрального газопровода в одностороннем исполнении</i>		
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата			
Разраб.		Трясин А.А.			Лит.	Лист	Листов
Руковод.		Бурков В.П.				57	96
Консульт.					<i>Расчетная часть</i>		
Рук-ль ООП		Брусник О.В.			ТПУ гр. 3-2Б8СА		

$$R_1 = \frac{540 \times 0,825}{1,34 \times 1,1} = 291$$

Расчетная толщина стенки:

$$\delta = \frac{1,1 \times 5,4 \times 72}{2(291 + 1,1 \times 5,4)} = 7,2 \text{ мм}$$

Толщину стенки труб, определенную по формуле (1), следует принимать не менее $1/100 D_n$. Также, для труб более $D_n 200$ мм толщина должна быть не менее 4 мм.

$$\delta = \frac{D_n}{100}; (3)$$

$$10 = \frac{720}{100};$$

Следовательно, оба условия выполняются

Внутренний диаметр трубопровода равен:

$$D_{вн} = D_n - 2\delta, (4)$$

$$D_{вн} = 720 - 2 * 10 = 700 \text{ мм},$$

При этом толщина стенки должна удовлетворять условию, чтобы величина давления P_n , была бы не менее величины рабочего давления.

Каждая труба должна проходить на заводах–изготовителях испытания гидростатическим давлением P_n , МПа, в течение не менее 20 с, величина которого должна быть не ниже давления, вызывающего в стенках труб кольцевое напряжение, равное 95% нормативного предела текучести.

Величина P_n на заводе для всех типов труб определяется по величине нормативного предела текучести по формуле:

$$P_n = \frac{2\delta_{\text{мин}} * R}{D_{вн}}; (5)$$

, где $\delta_{\text{мин}}$ – минимальная толщина стенки, м;

R – расчетное значение напряжения, принимаемое равным 95% R_2^t МПа;

$D_{вн}$ – внутренний диаметр трубы, м.

$$P_n = \frac{2 * 0,01 * 0,95 * 355}{0,7} = 9,6 \text{ МПа}$$

					Расчетная часть	Лист
						58
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Таким образом, $P_H=9,6 \text{ МПа} > P=5,4 \text{ МПа}$ – условие выполняется.

Окончательно принимаем трубу диаметром 720мм и толщиной стенки 10,0мм, российской поставки из стали марки 09Г2С по ТУ–1381–001–62594197–2011.

6.2 Проверка прочности и деформации подземного газопровода

Проверяем прочность газопровода в продольном направлении по условию:

$$|\sigma_{npN}| \leq \psi_2 R_1 \cdot (6);$$

При растягивающих осевых продольных напряжениях ($\sigma_{npN} \geq 0$) $\psi_2 = 1,0$, при сжимающих ($\sigma_{npN} < 0$) ψ_2 – коэффициент, учитывающий двухосное напряженное состояние металла труб, определяем по формуле:

$$\psi_2 = \sqrt{1 - 0,75 \left(\frac{\sigma_{кц}}{R_1} \right)^2} - 0,5 \frac{\sigma_{кц}}{R_1}, (7);$$

Значение кольцевых напряжений $\sigma_{кц}$ определяем по формуле

$$\sigma_{кц} = \frac{1,0 \cdot 5,4 \cdot 0,704}{2 \cdot 0,008} = 237,6 \text{ МПа} (8);$$

Находим ψ_2 по (7):

$$\psi_2 = \sqrt{1 - 0,75 \left(\frac{237,6}{362,68} \right)^2} - 0,5 \left(\frac{237,6}{362,68} \right) = 0,4932$$

Проверяем прочность газопровода в продольном направлении по условию (б) при значениях:

$$\text{а) } \sigma_{npN (+)} = -30,38 \text{ МПа}, | -0,470 | \leq 0,4932 \times 362,68,$$

$0,470 < 178,873$ – условие выполняется;

$$\text{б) } \sigma_{npN (-)} = 332,28 \text{ МПа}, 332,28 \leq 1 \times 362,68,$$

$332,28 < 362,68$ – условие выполняется.

Для проверки по деформациям находим сначала кольцевые напряжения

$\sigma_{кц}^H$ от действия нормативной нагрузки – внутреннего давления по формуле:

$$\sigma_{кц}^H \leq \frac{m}{0,9 \cdot k_H} \cdot R_2^H, (9);$$

					Расчетная часть	Лист
						59
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Проверяем условие:

$$\sigma_{\text{кц}}^H = \frac{5.4 \cdot 0,704}{2 \cdot 0,008} = 237.6 \text{ МПа}$$

$$237,6 \leq \frac{0,9}{0,9 \cdot 1,0} 390, 237,6 \leq 390 \text{ МПа} - \text{условие выполняется.}$$

Находим ψ_3 – коэффициент, учитывающий двухосное напряженное состояние металла трубы

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

$$\psi_3 = \sqrt{1 - 0,75 \left(\frac{237,6}{\frac{0,9}{0,9 \cdot 1,0} \cdot 390} \right)^2} - 0,5 \left(\frac{237,6}{\frac{0,9}{0,9 \cdot 1,0} \cdot 390} \right) = 0,6457 \text{ (10);}$$

Определяем значение продольных напряжений $\sigma_{\text{пр}}^H$ по формуле

$$\sigma_{\text{пр}}^H = \mu \sigma_{\text{кц}}^H - \alpha_t \cdot E \cdot \Delta t \pm \frac{ED_H}{2\rho_{\text{min}}}, \text{ (11);}$$

и проверяем выполнение условия по формуле

$$\sigma_{\text{пр}}^H \leq \psi_3 \frac{m}{0,9 \cdot k_H} \cdot R_2^H. \text{ (12);}$$

Минимальный радиус упругого изгиба оси газопровода ρ_{min} принимаем из условия прочности поперечных сварных швов и упругой работы металла труб по формуле 2.49 [5]

$$\rho_{\text{min}} \geq \frac{0,5 \cdot E \cdot D_H}{\psi_3 \frac{m}{0,9 \cdot k_H} \cdot R_2^H - |\mu \cdot \sigma_{\text{кц}}^H - \alpha_t \cdot E \cdot \Delta t|} \text{ (13);}$$

и из условия $\rho_{\text{min}} \geq 1400 \text{ м}$ [6].

При $\psi_3 = 1$ и $\Delta t = -101,84 \text{ }^\circ\text{C}$ по формуле (13)

$$\rho_{\text{min}} \geq \frac{0,5 \cdot 2.06 \cdot 10^5 \cdot 0,72}{1 \cdot \frac{0,9}{0,9 \cdot 1,0} 390 - |0,3 \cdot 237,6 - 1,2 \cdot 10^{-5} \cdot 2.06 \cdot 10^5 \cdot (-102,7)|} = 1139 \text{ м,}$$

принимаем $\rho_{\text{min}} = 1150 \text{ м}$.

Для отрицательного температурного перепада при $\Delta t = -102,7 \text{ }^\circ\text{C}$

					Расчетная часть	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		60

по формуле (11):

$$\text{а) } \sigma_{\text{пр}}^{\text{н}} = 0,3 \cdot 237,6 - 1,2 \cdot 10^{-5} \cdot 2,06 \cdot 10^5 \cdot (-102,7) * \frac{2,06 \cdot 10^5 \cdot 0,72}{2 \cdot 1150} = 389,4 \text{ МПа}$$

$$\text{б) } \sigma_{\text{пр}}^{\text{н}} = 0,3 \cdot 237,6 - 1,2 \cdot 10^{-5} \cdot 2,06 \cdot 10^5 \cdot (-102,7) - \frac{2,06 \cdot 10^5 \cdot 0,72}{2 \cdot 1150} = 260,42 \text{ МПа}$$

Проверяем выполнение условия по формуле (12):

$$389,4 \leq \frac{0,9}{0,9 \cdot 1,0} 390, 389,4 \leq 390 \text{ МПа} - \text{условие выполняется.}$$

$$260,42 \leq \frac{0,9}{0,9 \cdot 1,0} 390, 260,42 \leq 390 \text{ МПа} - \text{условие выполняется.}$$

Для положительного температурного перепада при $\Delta t = 44,01^\circ\text{C}$ по формуле (11):

$$\text{а) } \sigma_{\text{пр}}^{\text{н}} = 0,3 \cdot 237,6 - 1,2 \cdot 10^{-5} \cdot 2,06 \cdot 10^5 \cdot 44,01 + \frac{2,06 \cdot 10^5 \cdot 0,72}{2 \cdot 1150} = 26,98 \text{ МПа}$$

$$\text{б) } \sigma_{\text{пр}}^{\text{н}} = 0,3 \cdot 237,6 - 1,2 \cdot 10^{-5} \cdot 2,06 \cdot 10^5 \cdot 44,01 - \frac{2,06 \cdot 10^5 \cdot 0,72}{2 \cdot 1150} = -102 \text{ МПа}$$

Проверяем выполнение условия по (12):

$$26,98 \leq \frac{0,9}{0,9 \cdot 1,0} 390, 26,98 \leq 390 \text{ МПа} - \text{условие выполняется.}$$

$$|-102| \leq 0,3517 \frac{0,9}{0,9 \cdot 1,0} 390, 102 \leq 137,16 \text{ МПа} - \text{условие выполняется.}$$

Таким образом, с учетом всех проверок принимаем трубу диаметром 720 мм и толщиной стенки 10,0 мм, российской поставки из стали марки 09Г2С по ТУ-1381-001-62594197-2011.

6.3 Расчет магистрального газопровода на устойчивость против всплытия

При пересечении с болотом для закрепления газопровода на проектных отметках и предотвращения его всплытия предусмотрена балластировка железобетонными утяжелителями охватывающего типа УтО-720 ТУ 4834-001-67319596-2012 с применением мягких силовых поясов типа МСП-УтО-720 ТУ 51-31323949-77-2001. Для защиты изоляционного покрытия от воздействия железобетонных утяжелителей применить защитные коврики из скального листа ЗК СЛП-УтО-720 ТУ 2246-001-96017324-2010.

Шаг установки балластирующих устройств определяется исходя из условий устойчивости положения газопровода, прокладываемого на обводненных участках трассы, в соответствии с СП 36.13330.2012. Балластирующие устройства

					Расчетная часть	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		61

разрешены к применению ПАО «Газпром», включены в Реестр технических условий средств балластировки и закрепления трубопроводов, соответствующих техническим требованиям ПАО «Газпром».

Исходные данные:

Труба Ø720x10 мм.

Вес трубы: 175,1 кг/м.– Ø720x10;

Тип утяжелителя: УТО–720.

Максимальная величина балластирующей способности груза: М=947кг.

Расчет:

Величина нормативной интенсивности балластировки определяется по формуле:

$$q_6^H = \frac{1}{n_6} (k_{н.в.} q_B - q_{тр}) * \frac{\gamma_6}{\gamma_6 - \gamma_B k_{н.в.}} \quad (14);$$

где n_6 – коэффициент надежности по нагрузке $n_6 = 0,9$ – для железобетонных утяжелителей;

q_B – расчетная погонная выталкивающая сила воды, Н/м;

$q_{тр}$ – расчетный погонный собственный вес газопровода, Н/м;

$\gamma_6 = 2400$ – нормативная плотность материала пригруза, кг/м³;

$\gamma_B = 1000$ – плотность воды, кг/м³;

$k_{н.в.}$ – коэффициент надежности устойчивости положения газопровода против всплытия, принимаемый по таблице 7.

Таблица 12 – Коэффициент надежности устойчивости положения газопровода против всплытия

через болота, пойма, водоемы при отсутствии течения, обводненные и заливаемые участки в пределах ГГВ 1–% обеспеченности	1,05
руслowych через реки шириной до 200 м по среднему меженному уровню, включая прибрежные участки в границах производства подводно–технических работ	1,10
через реки и водохранилища шириной свыше 200 м, а также горные реки	1,15
нефтепроводов и нефтепродуктопроводов, для которых возможно их опорожнение и замещение продукта воздухом	1,03

Расчетная погонная выталкивающая сила воды, действующая на газопровод, определится по формуле, Н/м:

$$q_B = \frac{\pi}{4} * g \gamma_B D_{ни}^2 \quad (15);$$

где g – ускорение свободного падения ($g = 9,81 \text{ м/с}^2$);

$D_{\text{ни}}$ – наружный диаметр газопровода с учетом изоляции, м.

$$q_{\text{в}} = \frac{\pi}{4} * 9,81 * 1000 * 0,720^2 = 3994,4 \text{ Н/м}$$

Расчетный погонный собственный вес газопровода определяется по формуле, Н/м:

$$q_{\text{тр}} = g * m \quad (16);$$

где: m – масса газопровода, кг/м.

$$q_{\text{тр}(720*10)} = 9,81 * 175,1 = 1717,7 \text{ Н/м}$$

Величина нормативной интенсивности балластировки составит:

$$q_{\text{б}}^{\text{н}}(720) = \frac{1}{0,9} (1,05 - 3994,2 - 1717,7) * \frac{2400}{2400 - 1000 * 1,05} = 4891,3 \text{ Н/м}$$

Шаг утяжелителей определится по формуле, м

$$L = \frac{M * g}{q_{\text{б}}^{\text{н}}} \quad (17);$$

$$L = \frac{947 - 9,81}{4891,3} = 1,9 \text{ м}$$

					Расчетная часть	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		63

7 ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ

Целью данного раздела выпускной квалификационной работы является оценка эффективности разработки. Для достижения поставленной цели, были выполнены следующие задачи:

- a. Произведен анализ конкурентоспособности технических решений;
- b. Составлен SWOT-анализ;
- c. Разработан план работ и рассчитан бюджет затрат.

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

Для обеспечения безопасности и надежности трубопроводов реализуется ряд специальных технических программ по диагностике, ремонту и реконструкции объектов трубопроводного транспорта.

Потенциальными потребителя услуг диагностирования трубопроводов, являются нефтегазодобывающие и нефтегазоперерабатывающие объекты.

ОАО «Оргэнергогаз» «Саратоворгдиагностика» проводит внутритрубную диагностику газопроводов. «Саратоворгдиагностика» представляет большой интерес, для организаций, работающих в газовой отрасли. ОАО «Оргэнергогаз» «Саратоворгдиагностика» проводит диагностику трубопроводов от 6 до 48 дюймов с помощью поршней собственного производства, принцип работы которых основан на различных физических методах неразрушающего контроля. Используемые дефектоскопы не имеют аналогов в мире.

					<i>Проведение комплексных огневых работ в условиях транспортной труднодоступности на линейной части магистрального газопровода в однниточном исполнении</i>			
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>				
<i>Разраб.</i>		Трясин А.А.			<i>Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение</i>	<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Руковод.</i>		Бурков В.П.					64	96
<i>Консульт.</i>		Былкова Т.В.				ТПУ гр. 3-2Б8СА		
<i>Рук-ль ООП</i>		Брусник О.В.						

ООО «НТЦ «Нефтегаздиагностика» проводит не только внутритрубную инспекцию нефтегазопроводов, но и их ремонт, а также техническое диагностирование, неразрушающий контроль и экспертизу промышленной безопасности опасных производственных объектов.

Данные компании были выбраны для сравнения по причине высокого качества выполняемой диагностики.

Сравнительная таблица конкурирующих технических решений представлена в таблице № 12, где оценивание технологий приведено по пятибалльной шкале: 1 –слабая позиция, 5 –сильная.

Анализ конкурентных технических решений определяется по формуле:

$$K = \sum B_i * B_i(18);$$

где K – конкурентоспособность научной разработки или конкурента;

B_i – вес показателя (в долях единицы);

B_i – балл i-го показателя.

Таблица 13 – Сравнение конкурирующих технических решений

Критерии оценки	Вес критерия	Баллы			Конкурентоспособность		
		B_{ϕ}	B_{k1}	B_{k2}	K_{ϕ}	K_{k1}	K_{k2}
1	2	3	4	5	6	7	8
Технические критерии оценки ресурсоэффективности							
Современная элементная база	0,10	5	4	5	0,50	0,40	0,50
Долговечность	0,11	5	4	5	0,55	0,44	0,55
Надежность	0,10	5	4	5	0,50	0,40	0,50
Безопасность	0,08	4	4	5	0,32	0,32	0,40
Простота эксплуатации	0,08	5	4	4	0,40	0,32	0,32
Точность измерений	0,09	4	5	5	0,36	0,45	0,45
Быстродействие	0,09	5	4	4	0,45	0,36	0,36
Экономические критерии оценки эффективности							
Цена	0,10	5	5	4	0,50	0,50	0,40
Предполагаемый срок эксплуатации	0,10	5	5	4	0,50	0,50	0,40
Доступность	0,07	5	5	5	0,35	0,35	0,35
Конкурентоспособность	0,08	4	4	4	0,32	0,32	0,32
Итого	1	52	48	50	4,75	4,36	4,55

Коэффициент конкурентоспособности:

$$K_k = \frac{K_{\phi}}{K_{kcp}} = \frac{4,75}{(4,36+4,55)/2} = 1,07$$

$K_k > 1$, следовательно, предприятие конкурентоспособно.

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

По результатам таблицы можно сделать вывод, что рассматриваемая организация конкурентоспособна по сравнению с другими. Наибольшими преимуществами являются долговечность, надежность и доступность, это благодаря применению современного оборудования.

SWOT-анализ представлен в таблице 13.

Таблица 14 – матрица SWOT-анализ

	Сильные стороны	Слабые стороны
	С1. Усовершенствование алгоритмов управления. С2. Наличие бюджетного финансирования. С3. Квалификация персонала. С4. Возможность применения сложных алгоритмов в работе.	Сл1. Необходимость проведения идентификации перед моделированием. Сл2. Использование импортных материалов. Сл3. Отсутствие дополнительных услуг.
Возможности	Повышения уровня конкурентоспособности за счет применения новых технологий. Привлечение средств государства для введения новой технологии.	Выход на зарубежный рынок для сотрудничества. Работа с потенциальными инвесторами.
В1. Развитие технологий в данной отрасли. В2. Привлечение инвесторов. В3. Набор новых кадров. В4. Появление современного дополнительного оборудования		
Угрозы	Поиск новых инвесторов Обновление оборудования.	Недостаток финансирования, повлияет на качество работ. Повышение требований к более качественному выполнению диагностических работ с минимальными затратами.
У1. Отсутствие спроса. У2. Введение дополнительных требований к сертификации работ. У3. Потеря поставщиков.		

Анализируя результаты SWOT-анализа, можно утверждать, что реализация представленных возможностей позволяет выгодно реализовать сильные стороны и уменьшить влияние слабых. Продукт реализации имеет определенные преимущества при выходе на рынок.

7.2. Планирование научно-исследовательских работ

Перед началом проекта необходимо провести планирование этапов работы. Так же необходимо указать продолжительность выполнения каждого этапа и обозначить занятость каждого участника, данный перечень представлен в таблице № 15.

Таблица № 15 – Перечень этапов и работ.

№ п/п	Название	Исполнитель
1	2	3
1	Выбор научного руководителя ВКР	Инженер
2	Выбор и утверждение темы	Руководитель Инженер
3	Постановка цели и задач исследования, актуальность	Руководитель Инженер
4	Обзор литературы	Инженер
5	Расчетная часть	Руководитель Инженер
6	Согласование выполненной работы с научным руководителем	Руководитель Инженер
7	Анализ результатов	Инженер
8	Выполнение дополнительных разделов ВКР (финансовый менеджмент, социальная ответственность).	Инженер
9	Оформление пояснительной записки	Инженер

Трудоемкость выполнения научного исследования оценивается в человеко-днях и носит вероятностный характер, т.к. зависит от множества трудно учитываемых факторов. Для определения, ожидаемого (среднего) значения трудоемкости используется следующая формула:

$$t_{\text{ожи}} = \frac{3t_{\text{мин}} + 2t_{\text{макс}}}{5} (19);$$

где $t_{\text{ожи}}$ – ожидаемая трудоемкость выполнения i -ой работы чел.-дн.;

$t_{\text{мин}}$ – минимально возможная трудоемкость выполнения заданной i -ой работы, чел.-дн.;

$t_{\text{макс}}$ – максимально возможная трудоемкость выполнения заданной i -ой работы, чел.-дн.

Диаграмма Ганта – горизонтальный ленточный график, на котором работы по теме представляются протяженными во времени отрезками, характеризующимися датами начала и окончания выполнения данных работ.

Для удобства построения графика, длительность каждого из этапов работ из рабочих дней следует перевести в календарные дни. Для этого необходимо воспользоваться следующей формулой:

$$T_{\text{КД}} = T_{\text{РД}} * K_{\text{КД}}(20);$$

где $T_{\text{КД}}$ – продолжительность выполнения работы в календарных днях;

$T_{\text{РД}}$ – продолжительность выполнения работы в рабочих днях;

$K_{\text{КД}}$ – коэффициент календарности.

Коэффициент календарности рассчитывается по формуле:

$$K_{\text{КД}} = \frac{T_{\text{КД}}}{T_{\text{КД}} - T_{\text{ВД}} - T_{\text{ПД}}}(21);$$

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

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

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

Значение коэффициента календарности для 2022 года:

$$K_{\text{КД}} = \frac{365}{365 - 118} = 1,48$$

Диаграмма Ганта, представляющая собой календарный график работ изображена в таблице № 16.

Таблица № 16 – Диаграмма Ганта

Вид работ	Исполнители	Т _к раб. Дн.	Продолжительность выполнения работ															
			Февраль				Март				Апрель				Май			
			1	2	3	4	1	2	3	4	1	2	3	4	1	2	3	4
Выбор научного руководителя ВКР	Инженер	3	■															
Выбор и утверждение темы	Руководитель	5	■															
	Инженер		■															
Постановка цели и задач исследования, актуальность	Руководитель	7		■														
	Инженер			■														
Обзор литературы	Инженер	45			■	■	■	■										
Расчетная часть	Руководитель	31							■	■	■							
	Инженер								■	■	■							

C_i – цена приобретения единицы i -го вида потребляемых материальных ресурсов (руб./шт., руб./кг, руб./м, руб./м² и т.д.);

k_T – коэффициент, учитывающий транспортно-заготовительные расходы.

В материальные затраты так же входит транспортно заготовительные расходы (ТЗР в пределах от 5% до 20%) от общей цены материалов.

Расчет материальных затрат представлен в таблице № 17.

Таблица № 17 – Материальные расходы

Наименование	Кол-во, шт.	Цена за ед., руб.	Сумма, руб.
1	2	3	4
Канцелярские принадлежности	-	134,75	134,75
Офисная бумага, 500 листов	1	289,00	289,00
Флеш-карта	1	810,00	810,00
Итого, руб.			1233,75
Итого с ТЗР (10%)			123,38

Рассчитаем дополнительно статью затрат на специальное оборудование для научных (экспериментальных) работ. Статья включает затраты, связанные с приобретением специального оборудования (приборов, контрольно-измерительная аппаратура, стендов, устройств и механизмов), необходимого для проведения работ по конкретной теме.

При приобретении спецоборудования необходимо учесть затраты по его доставке и монтажу в размере 15% от его цены.

Расчет материальных НТИ затрат представлен в таблице № 18.

Таблица № 18 – Материальные расходы на специальное оборудование

Наименование	Кол-во, шт.	Цена за ед., руб.	Сумма, руб.
1	2	3	4
ПКИ-02, прибор коррозионных изысканий (трассировка и поиск неисправностей трубопроводов)	1	222000,00	222000,00
Итого, руб.			222000,00
Итого с ТЗР (10%)			22200,00

Процесс написания выпускной квалификационной работы занимает порядка 4 месяцев. Для проведения расчетов использовался персональный компьютер с первоначальной стоимостью 75000 рублей, срок полезного

					Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		70

пользования для офисной техники составляет 3 года.

Норма амортизации оборудования:

$$A_H = \frac{1}{T} * 100\%(23);$$

где T – срок полезного использования, лет

- Принимаем срок полезного пользования 3 года: $A_H = \frac{1}{3} * 100\% = 33,3\%$.
- Годовая амортизация оборудования: $A_G = 75000 * 0,333 = 24975 \text{ руб.}$
- Ежемесячная амортизация оборудования: $A_M = \frac{24975}{12} = 2081,25 \text{ руб.}$
- Итоговая сумма амортизации основных средств: $A = 2081,25 * 4 = 8325,00 \text{ руб.}$

Оклад научного руководителя составляет 39050 руб., оклад инженера составляет 13560 руб.

В 2022 году общее количество рабочих дней в феврале – 19 дней, марте – 22 дня, апреле – 21 день, мае – 18 дней. Принимаем среднее количество рабочих дней в месяце – 20 (80/4), тогда средняя заработная плата руководителя в день составила 1952,50 руб., а для инженера в день 678,00 руб.

Заработная плата складывается из основной и дополнительной оплаты.

Основная заработная плата рассчитывается:

$$Z_{\text{осн}} = Z_{\text{дн}} * T_p * (1 + K_{\text{пр}} + K_{\text{д}}) * K_p \text{ (24);}$$

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

$K_{\text{пр}}$ – премиальный коэффициент (0,3);

$K_{\text{д}}$ – коэффициент доплат и надбавок (0,2-0,5);

K_p – районный коэффициент (для Томска 1,3);

T_p – продолжительность работ, выполняемых работником, раб. дни.

Расчет основной заработной платы приведен в таблице № 17.

					Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		71

Рассчитаем дополнительную заработную плату, отчисления во внебюджетные фонды и накладные расходы. Данные расчеты представлены в таблицах № 19, 20.

Таблица № 19 – Расчет основной заработной платы

Исполнители	Зтс, руб.	Кпр	Кд	Кр	Тр	Зосн, руб.
1	2	3	4	5	6	7
Руководитель	39050	0,3	0,3	1,3	53	215243,60
Инженер	13560	0,3	0,3	1,3	53	74742,72
Итого						289986,32

Дополнительная заработная плата рассчитывается:

$$З_{\text{доп}} = 0,12 * З_{\text{осн}}(25);$$

Отчисления во внебюджетные фонды рассчитываются:

$$З_{\text{внеб}} = 0,3 * (З_{\text{осн}} + З_{\text{доп}}) (26);$$

Накладные расходы рассчитываются:

$$З_{\text{накл}} = 0,14 * (З_{\text{мат}} + З_{\text{амор}} + З_{\text{осн}} + З_{\text{доп}} + З_{\text{внеб}}) (27);$$

Таблица № 20 – Дополнительная заработная плата, отчисления во внебюджетные фонды и накладные расходы

Исполнитель	Зосн,руб.	Здоп, руб.	Звнеб, руб.	Знакл, руб.
1	2	3	4	5
Руководитель	215243,60	25829,23	72321,85	60449,04
Инженер	74742,72	8969,13	25113,56	
Итого	289986,32	34798,36	97435,40	60449,04

Рассчитанная величина затрат научно-исследовательской работы является основной для формирования бюджета затрат. В таблице № 20 представлен расчет бюджета научно-исследовательской работы.

Таблица № 21 - Расчет бюджета научно-исследовательской работы

Наименование	Сумма, руб.	Удельный вес, %
1	2	3
Материальные затраты	1233,75	0,16
Материальные расходы на специальное оборудование	222000	28,80
ТЗР	22323,38	2,90
Затраты на амортизацию	8325	1,08
Затраты на основную заработную плату	289986,32	37,62
Затраты на дополнительную заработную плату	34798,36	4,51
Отчисления во внебюджетные фонды	97435,4	12,64
Накладные расходы	94654,3094	12,28
Общий бюджет	770756,52	100

					Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Лист 72
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

В бюджете научно-исследовательской работы (табл. 20) наибольшая доля затрат приходится на основную заработную плату исполнителям работы.

7.3. Определение ресурсной, финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности исследования

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

Интегральный финансовый показатель разработки определяется как:

$$I_{финр}^{исп.i} = \frac{\Phi_{pi}}{\Phi_{max}}, (28);$$

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

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

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

Рассчитаем значения интегрального финансового показателя для всех вариантов исполнения научно-исследовательской работы:

$$\text{Для нашей разработки: } I_{финр} = \frac{770756,52}{1001983,48} = 0,77$$

$$\text{Для первого аналога: } I_{финр} = \frac{841256,33}{1001983,48} = 0,84$$

$$\text{Для второго аналога: } I_{финр} = \frac{1001983,480}{1001983,48} = 1$$

Интегральный показатель ресурсоэффективности вариантов исполнения объекта исследования можно определить следующим образом: $I_{pi} = \sum a^i \cdot b^i$,

где: I_{pi} – интегральный показатель ресурсоэффективности для i -го варианта исполнения разработки;

a^i – весовой коэффициент i -го варианта исполнения разработки;

b_i^a, b_i^p – балльная оценка i -го варианта исполнения разработки, устанавливается экспертным путем по выбранной шкале оценивания;

n – число параметров сравнения.

					Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		73

Расчет интегрального показателя ресурсоэффективности проведен в таблице 22.

Таблица № 22 - Сравнительная эффективность разработки

Показатели	Весовойко- эффицент параметра	Вар.1	Вар.2	Вар.3
1		2	3	4
Специальное оборудование	0,25	1,25	1,00	1,25
Удобство в эксплуатации	0,10	0,50	0,40	0,50
Простота эксплуатации	0,20	1,00	0,80	0,80
Точность измерений	0,25	1,25	1,00	1,00
Надежность	0,20	0,80	0,80	1,00
Итого:	1	4,80	4,00	4,55

Пример расчета:

$$I_{p-исп1} = 5 \cdot 0,25 + 5 \cdot 0,10 + 5 \cdot 0,20 + 5 \cdot 0,35 + 4 \cdot 0,20 = 4,80$$

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

$$I_{исп.i} = \frac{I_{p-исп.i}}{I_{финр.i}}, (29);$$

$$I_{вар1} = \frac{4,80}{0,77} = 6,23; I_{вар2} = \frac{4,00}{0,84} = 4,76; вар = \frac{4,55}{1} = 4,55.$$

Сравнительная эффективность разрабатываемой системы и рассматриваемых аналогов рассчитывается как: $\mathcal{E} = \frac{I}{I_i}$

Сравнение интегрального показателя эффективности вариантов исполнения разработки позволит определить сравнительную эффективность проекта (табл.23) и выбрать наиболее целесообразный вариант из предложенных.

Таблица № 23 - Сравнительная эффективность разработки

Показатели	Вар.1	Вар.2	Вар.3
1	2	3	4
Интегральный финансовый показатель разработки	0,77	0,84	1
Интегральный показатель ресурсоэффективности разработки	4,80	4,00	4,55
Интегральный показатель эффективности	6,23	4,76	4,55
Сравнительная эффективность \mathcal{E} разработки к аналогам	-	1,47	1,37

Сравнив значения интегральных показателей эффективности разработки можно сделать вывод, что разрабатываемый 1 вариант научно технического проекта, выгоднее двух аналогов, за счёт меньшей стоимости разработки и ресурсоэффективности.

Вывод по разделу

В процессе выполнения раздела «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение» произведен анализ конкурентно-технических решений, в результате которого, была выявлена наиболее конкурентоспособная организация, по сравнению с аналоговыми предприятиями.

В процессе выполнения SWOT-анализа выявлены основные угрозы: отсутствие спроса; введение дополнительных требований к сертификации работ; потеря поставщиков. В SWOT-анализе так же были обозначены основные пути снижения угроз.

В научно-исследовательской работе распределены обязанности и определено время выполнения работы. Продолжительность выполнения работы составила 148 дней. Для формирования бюджета работы, были рассчитаны: материальные затраты, которые составили 1233,75 руб.; затраты на амортизацию – 8325 руб.; затраты на основную заработную плату – 289986,32 руб.; затраты на дополнительную заработную плату – 34798,36 руб.; отчисления во внебюджетные фонды – 97435,40 руб.; накладные расходы – 94654,31 руб., общий бюджет затрат составил 770756,52 руб. 42,13% от бюджета составила оплата труда персонала.

Разрабатываемая система по показателям эффективности превосходит аналоги, в силу своей меньшей стоимости и простоте в эксплуатации.

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

8 СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ

Введение

В международном стандарте IC CSR 26000:2011 [1] понятие «социальная ответственность» формулируется как «ответственность организации за ее деятельность на общество и окружающую среду». В этом стандарте приведены требования к деятельности организации в области социальной ответственности, а именно: освещены вопросы социальных прав и гарантий персонала, охраны окружающей среды, промышленной безопасности и ресурсосбережения.

Вопросам безопасного ведения технологического процесса на объектах трубопроводного транспорта углеводородов необходимо уделять исключительное внимание. Ошибочное выполнение технологической операции может привести к образованию горючей или взрывоопасной среды, к авариям и несчастным случаям.

Суть бакалаврской работы состоит в проведении капитального ремонта участка магистрального газопровода «Мыльджинское ГКМ - Вертикос» км 1,5 – км 3,7.

В разделе «Социальная ответственность» рассматривается рабочая зона инженера-технолога.

Деятельность, связанная с социальной ответственностью, регулируются на государственном уровне. Специалист обязан знать и следовать законодательству в данной области, это позволит минимизировать негативное воздействие производства и проектируемых разработок.

8.1 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности

Правовые нормы трудового законодательства

Согласно трудовому кодексу Российской Федерации, № 197–ФЗ каждый работник имеет право на [2]: рабочее место, соответствующее требованиям охраны труда; обязательное социальное страхование от несчастных случаев на

					<i>Проведение комплексных огневых работ в условиях транспортной труднодоступности на линейной части магистрального газопровода в однониточном исполнении</i>			
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>				
<i>Разраб.</i>		Трясин А.А.			<i>Социальная ответственность</i>	<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Руковод.</i>		Бурков В.П.					76	96
<i>Консульт.</i>		Гуляев М.В.				ТПУ гр. 3-2Б8СА		
<i>Рук-ль ООП</i>		Брусник О.В.						

производстве и профессиональных заболеваний в соответствии с федеральным законом; обеспечение средствами индивидуальной и коллективной защиты в соответствии с требованиями охраны труда за счет средств работодателя; внеочередной медицинский осмотр в соответствии с медицинскими рекомендациями с сохранением за ним места работы (должности) и среднего заработка во время прохождения указанного медицинского осмотра.

По результатам специальной оценки условий труда (СОУТ) определяются ряд компенсаций и льгот для работников, выполняющих свои трудовые обязанности во вредных условиях, а именно: повышенный размер оплаты труда; сокращенная рабочая неделя; льготная пенсия; ежегодный дополнительный оплачиваемый отпуск; лечебно-профилактическое питание.

Организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны

Под рабочим местом подразумевается работа за компьютером в служебном помещении и контроль за непосредственным ремонтом участка магистрального газопровода (МГ). Рабочее место в помещении для обеспечения производственной деятельности оборудуется креслом с регулируемой высотой спинки и высотой сиденья. Рабочее место должно соответствовать требованиям ГОСТ 12.2.032-78 (таблица 1) [3].

Таблица 24 – Рабочее место согласно ГОСТ 12.2.032-78

Размер помещения на одного человека		Рабочая поверхность	
Площадь	$S > 4 \text{ м}^2$	Высота над уровнем пола	$h = 720 \text{ мм}$
Высота	$h > 4 \text{ м}$	Поверхность стола	$S = 1600 \cdot 1000 \text{ мм}^2$
Объем	$V > 20 \text{ м}^3$	Глубина пространства для ног	$d = 650 \text{ мм}$
Подставка для ног		Компьютер	
Угол	$B = 15^\circ$	Клавиатура от края стола	$a < 300 \text{ мм}$
Длина	$a = 400 \text{ мм}$	Расстояние между глазами и экраном	$a = 40 - 80 \text{ см}$
Ширина	$b = 350 \text{ мм}$		
Рабочий стол: устойчивый с однотонным, неметаллическим покрытием, без способности накапливания статического электричества. Рабочий стул: дизайн, исключая онемение тела из-за нарушения кровообращения.			

8.2 Производственная безопасность

С точки зрения социальной ответственности целесообразно рассмотреть вредные и опасные факторы в работе инженера-технолога, а также разработку мероприятий по снижению воздействия этих факторов.

Таблица 25 – Возможные опасные и вредные факторы

Факторы (ГОСТ 12.0.003-2015)		Этапы работы			Нормативные документы
		Наблюдение	Контроль в зонах контакта с МГ	Работа с ПК	
1		2	3	4	5
Вредные факторы	Повышенная запыленность и загазованность воздуха рабочей зоны	+	+	+	Требования к запыленности и загазованности приведены в ГН 2.2.5.3532-18 Предельно допустимые концентрации (ПДК) вредных веществ в воздухе рабочей зоны [39].
	Отклонение показателей микроклимата от заданных значений	–	–	+	Требования к температуре воздуха рабочей зоны устанавливаются в СанПиН 2.2.4.548–96
	Повышенный уровень шума на рабочем месте	–	–	+	Требования к безопасности связанные с повышенным уровнем шума устанавливаются в ГОСТ 12.1.003-2014 ССБТ Шум. Общие требования безопасности [40].
	Повышенный уровень вибрации	+	+	+	Гигиенические требования к микроклимату производственных помещений [41].
	Отсутствие или недостаток необходимого искусственного освещения	–	–	+	Требования к освещению устанавливаются СП искусственное Актуализированная редакция СНиП 23-05-95 [10].
Опасные факторы	Движущиеся транспортные средства, грузоподъемные механизмы (подъемные сооружения), перемещаемые материалы, подвижные части оборудования и инструмента	–	–	+	Требования к движущимся машинам и механизмам устанавливаются в ГОСТ 12.2.003 - 91 ССБТ Оборудование производственное. Общие требования безопасности [11].

Производственные факторы, связанные с электрическим током	–	–	+	Требования к электробезопасности устанавливаются в ГОСТ 12.1.019017 ССБТ Электробезопасность. Общие требования и номенклатура видов защиты [11].
Пожаровзрывоопасность на рабочем месте	–	–	+	Требования к пожаробезопасности представлены в ГОСТ 12.1.010–76 ССБТ «Взрывобезопасность. Общие требования». [11]., ППБО-85 Правила пожарной безопасности в нефтяной промышленности

Анализ потенциально возможных вредных и опасных производственных факторов был выполнен в соответствии с ГОСТ 12.0.003-2015 «Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Опасные и вредные производственные факторы. Классификация» [4].

Анализ вредных производственных факторов и обоснование мероприятий по снижению уровней воздействия

Повышенная запыленность и загазованность воздуха рабочей зоны

Рабочая зона не является наиболее опасным объектом на участке, но в рабочей зоне может быть сконцентрировано небольшое количество токсичных газов, к которым относятся пары нефти, сероводорода, метана, легких углеводородов.

Основными источниками их выделения являются нарушения герметичности оборудования (дефекты материалов и строительно-монтажных работ, коррозия, не соблюдение правил эксплуатации, окончание нормативного срока службы уплотнений запорной арматуры и насосов).

Согласно [5] воздушные смеси и газы, скапливающиеся в рабочей зоне, по степени воздействия на организм человека относятся ко второму классу (таблица 4).

Таблица 26 – Предельно допустимые концентрации вредных веществ, скапливающихся в насосном зале [5]

Вещество	ПДК в воздухе рабочей зоны, мг/м ³	Класс опасности
Сероводород +	10	II
Бензол	3	

Для нормализации параметров повышенной запыленности и

					<i>Социальная ответственность</i>	Лист
						79
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

загазованности рабочей зоны осуществляются следующие мероприятия: использование СИЗ – сезонной спецодежды, респираторы, противогазы. Кроме этого, спроектирована система вентиляции для поддержания допустимых параметров микроклимата в диспетчерской.

Класс условий труда по запыленности и загазованности рабочей зоны соответствует допустимому (класс условий труда – 2) [6].

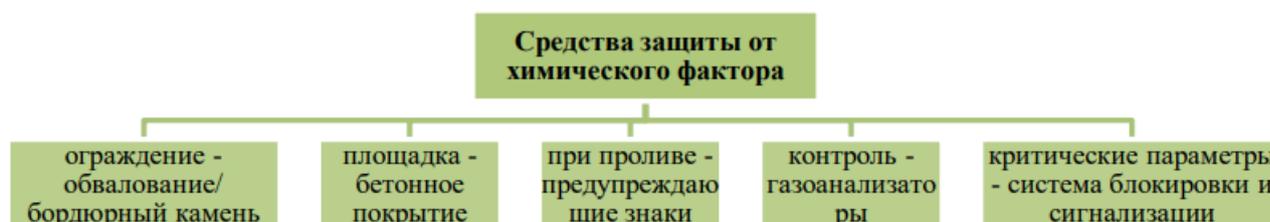


Рис.28 – Применяемые средства защиты от повышенной запыленности и загазованности рабочей зоны

Отклонение показателей микроклимата от заданных значений

При отклонении показателей микроклимата у работника происходит быстрая утомляемость, также снижается производственная активность и повышается заболеваемость. В летний период времени при проведении работ по ремонту или обслуживанию резервуара у работника появляется большая вероятность получить солнечный удар, с возможной потерей сознания. При повышенных температурах необходимо организовать рациональный режим труда и отдыха. Необходимо ввести дополнительные перерывы в местах с благоприятным микроклиматом по 15-20 минут. Для защиты от солнечных лучей работникам необходимо использовать головные уборы, солнцезащитные очки и спецодежду. Для данного района с зимний период времени характерны понижения температуры воздуха до – 45 °С. При проведении работ при таких температурах работник может получить обморожение конечностей или открытых участков тела. Для профилактики охлаждения и переохлаждения необходимо обеспечить работника теплой спецодеждой, прекратить работы из-за погодных условий, сократить продолжительность смены [17].

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

Повышенный уровень шума на рабочем месте

Источниками повышенного уровня шума, воздействующего на инженера-технолога, являются движущиеся части машин и механизмов в технологическом оборудовании. Превышение допустимого уровня шума может создавать физический и психологический стресс, снижать производительность, мешать общению и концентрации, также способствовать несчастным случаям и травмам на рабочем месте, затрудняя восприятие предупреждающих сигналов.

Таблица 27 – Предельно допустимые уровни звукового давления – нормы [9]

Уровни звукового давления, дБ, в октавных полосах со среднегеометрическими частотами, Гц									Уровни звука и эквивалентные уровни звука (дБА)
31,5	63	125	250	500	1000	2000	4000	8000	
107	95	87	82	78	75	73	71	69	80

Примечание: Вид трудовой деятельности – выполнение всех видов работ на постоянных рабочих местах в производственных помещениях и на территории предприятий

Таблица 28 – Отнесение условий труда по классу (подклассу) условий труда при воздействии фактора шума [24]

Наименование показателя, единица измерения	Класс (подкласс) условий труда					
	допустимый	вредный				опасный
		2	3.1	3.2	3.3	
Шум, эквивалентный уровень звука, дБА		>80-85	>85-95	>95-105	>105-115	>115

По вредному фактору «Шум» присвоен класс 2 – допустимые условия труда.

Применяемые средства защиты от шума на объекте: контроль уровня шума (на слух) и динамическая балансировка механизмов оборудования, применение звукоизолирующих ограждений – кожухов оборудования.

Повышенный уровень вибрации

К источникам технологических вибраций относится оборудование, действие которого основано на использовании вибрации и ударов (виброплатформы, вибростенды, молоты, штампы, прессы и пр.), а также мощные электрические установки (компрессоры, насосы, вентиляторы,

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

некоторые металлообрабатывающие станки и др.).

Нарушения здоровья работающего, обусловленные локальной или общей вибрацией, складываются из поражений нейрососудистой, нервно-мышечной систем, опорно-двигательного аппарата, изменений обмена веществ и др.

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.

Основными методами и средствами защиты от вибрации являются:

устранение непосредственного контакта с вибрирующим оборудованием путем применения дистанционного управления, промышленных роботов, автоматизации; уменьшение интенсивности вибрации непосредственно в источнике; применение вибродемпфирования, динамического виброгашения, активной и пассивной виброизоляции.

Вибрации от работающего оборудования, персональных ЭВМ в помещениях операторной не превышает допустимых значений.

Таблица 29 – Отнесение условий труда по классу (подклассу) условий труда при воздействии виброакустических факторов [24]

Наименование показателя, единица измерения	Класс (подкласс) условий труда					
	допустимый	вредный				опасный
		2	3.1	3.2	3.3	
Вибрация локальная, эквивалентный скорректированный уровень виброускорения, дБ		>126-129	>129-132	>132-135	>135-138	>138
Вибрация общая, эквивалентный скорректированный уровень виброускорения, дБ, Z		>115-121	>121-127	>127-133	>133-139	>139
Вибрация общая, эквивалентный скорректированный уровень виброускорения, дБ, X, Y		>112-118	>118-124	>124-130	>130-136	>136
Инфразвук, общий уровень		>110-	>115-	>120-	>125-	>130

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

Таблица 31 - Отнесение условий труда по классу (подклассу) условий труда при воздействии световой среды [24]

Наименование показателя	Класс (подкласс) условий труда		
	допустимый	вредный	
	2	3.1	3.2
Искусственное освещение			
Освещенность рабочей поверхности E, лк	$\geq E_n^*$	$\geq 0,5 E_n$	$< 0,5 E_n$

Примечание: * Нормативное значение освещенности рабочей поверхности устанавливается в соответствии с [10].

Класс условий труда по освещенности рабочей зоны соответствует допустимому (класс условий труда – 2).

Анализ опасных производственных факторов и мероприятия по их устранению

Рассмотрим вредные производственные факторы, которые воздействуют на человека, производящего работы по обслуживанию объектов хранения нефти и нефтепродуктов, а также рассмотрим мероприятия для снижения влияния этих факторов и их нормативные значения.

Движущиеся транспортные средства, грузоподъемные механизмы (подъемные сооружения), перемещаемые материалы, подвижные части оборудования и инструмента

Скорость движения автотранспорта, по строительной площадке и вблизи мест производства работ не должны превышать 10 км/ч на прямых участках и 5 км/ч на поворотах. Движущиеся части производственного оборудования, являющиеся возможным источником травмоопасности, должны быть ограждены или расположены так, чтобы исключалась возможность прикасания к ним работающего или использованы другие средства (например, двуручное управление), предотвращающие травмирование. Также необходимо соблюдать технику безопасности при работе оборудования, машин и механизмов, а их эксплуатацию должны выполнять только лица, имеющие на это право.

Производственные факторы, связанные с электрическим током

Чтобы предупредить возможность случайного проникновения тока и прикосновения к токоведущим частям, находящимся под напряжением, используются защитные сетчатые и смешанные ограждения (переносные

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

временные ограждения и плакаты). Ограждению подлежат неизолированные токоведущие части выключателей, подающих напряжение на установки]. Для защиты от поражения электрическим током персонала необходимо использовать следующие средства индивидуальной защиты: диэлектрические перчатки и галоши (дежурные), резиновые коврики, изолирующие подставки. Для защиты от электрической дуги и металлических искр при сварке необходимо использовать: защитные костюмы, защитные каски или очки.

Защита взрывоопасных сооружений и наружных установок от прямых ударов молнии выполняется отдельно стоящими молниеотводами и прожекторными мачтами с молниеотводами. Все металлические, нормально нетоковедущие части электрооборудования, могущие оказаться под напряжением вследствие нарушения изоляции, присоединяются к защитному заземлению. Для защиты от электрической индукции и отвода зарядов статического электричества все технологическое оборудование и аппараты заземляются путем присоединения к защитному контуру заземления или специально сооружаемому для этой цели очагу заземления. Предусматривается глухое заземление нейтрали силовых трансформаторов на стороне низкого напряжения. Сопротивление заземляющего устройства не должно превышать 4 Ом [45]. Для обеспечения безопасности обслуживающего персонала от поражения электрическим током предусматривается защитное зануление и устройства защитного отключения (УЗО). Все металлические части электроустановок, нормально не находящиеся под напряжением, подлежат занулению путем электрического соединения с глухозаземленной нейтралью источника питания посредством нулевых защитных проводников.

Пожаровзрывобезопасность на рабочем месте

Пожарная безопасность объекта должна обеспечиваться системами предотвращения пожара и противопожарной защиты, в том числе организационно-техническими мероприятиями [14].

Системы пожарной безопасности должны характеризоваться уровнем обеспечения пожарной безопасности людей и материальных ценностей, а также

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

экономическими критериями эффективности этих систем для материальных ценностей, с учетом всех стадий (научная разработка, проектирование, строительство, эксплуатация) жизненного цикла объектов и выполнять одну из следующих задач:

- исключать возникновение пожара;
- обеспечивать пожарную безопасность людей;
- обеспечивать пожарную безопасность материальных ценностей;
- обеспечивать пожарную безопасность людей и материальных ценностей одновременно [14].

Объекты должны иметь системы пожарной безопасности, направленные на предотвращение воздействия на людей опасных факторов пожара, в том числе их вторичных проявлений на требуемом уровне.

Опасными факторами, воздействующими на людей и материальные ценности, являются: пламя и искры; повышенная температура окружающей среды; токсичные продукты горения и термического разложения; дым; пониженная концентрация кислорода.

К вторичным проявлениям опасных факторов пожара, воздействующим на людей и материальные ценности, относятся:

- осколки, части разрушившихся аппаратов, агрегатов, установок, конструкций;
- радиоактивные и токсичные вещества и материалы, вышедшие из разрушенных аппаратов и установок;
- электрический ток, возникший в результате выноса высокого напряжения на токопроводящие части конструкций, аппаратов, агрегатов;
- опасные факторы взрыва по ГОСТ 12.1.010, происшедшего вследствие пожара;
- огнетушащие вещества [14].

Средства пожаротушения: огнетушители, ящики с песком, войлок (кошма), пожарные рукава, асбестовое полотно.

Для извещения о пожаре должна предусматриваться:

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

- а) автоматическая или кнопочная электрическая пожарная сигнализация;
- б) телефонная связь [15].

Мероприятия по снижению уровня воздействия опасных и вредных факторов на персонал

Для защиты работников от вредных и опасных производственных факторов, разработаны определенные мероприятия по снижению уровня опасности. К этим мероприятиям относятся: 1. Совершенствование технологического процесса (уменьшение уровня шума, вредных веществ в рабочей зоне, вибрации); 2. Замена или модернизация технологического оборудования, не соответствующего требованиям безопасной эксплуатации; 3. Оснащение рабочих мест средствами коллективной защиты (ограждения, приборы освещения, вытяжная вентиляция); 4. В работу использовать только те средства коллективной защиты, которые в полной мере выполняют свои защитные функции; 5. Применение дистанционного управления технологическим процессом, с целью сокращения пребывания работников в опасной зоне; 6. Сокращение пребывания работника в зоне воздействия на него вредного или опасного факторов (сокращение рабочей смены или рабочей недели)

8.3 Экологическая безопасность

Санитарно-защитная зона объекта

Здание рассматриваемой операторной относится к объектам 1-го класса с нормативной санитарно-защитной зоной 1000 м [19].

Защита атмосферы

Служебное помещение не производит вредных выбросов в окружающую среду. Однако площадка магистрального газопровода сопровождается выбросами в атмосферу углеводородами $C_1 - C_4$. Метод обезвреживания – рассеивание в атмосфере. Также источники загрязнения – выбросы пыли и токсичных газов из используемых машин и оборудования.

Выбросы в атмосферу производятся в пределах ПДВ, установленного в проектной документации. Так как производственный процесс в нормальном состоянии герметизированный, то воздействие на атмосферу минимально.

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

Таблица 32 – Нормирование углеводородов

Наименование вещества	Величина ПДК (мг/м ³)		Класс опасности
	максимальная разовая	среднесуточная	
Смесь предельных углеводородов C ₁ – C ₅	200,0	50,0	4
Смесь предельных углеводородов C ₆ – C ₁₀	50,0	5,0	4
Бензол	15	5	2
Ксилол	50	–	3
Толуол	50	–	3

Защита гидросферы

Воздействие на гидросферу в виде загрязнения заболоченной территории возможно при несоблюдении нормативных правил при капитальном ремонте участка МГ. Это воздействие выражается попаданием углеводородов в заболоченную местность и вызывает нарушение экосистемы болота с требующими последующими режимами ликвидации последствий загрязнения. При нормальном режиме работы воздействие на гидросферу минимально.

Защита литосферы

Блок служебного помещения производит следующие виды отходов: мусор от бытовых помещений; мусор от уборки территорий; отходы бумаги и картона; лом черных металлов в кусковой форме незагрязненный (огнетушители).

Площадка МГ: шлам очистки трубопроводов и емкостей от мехпримесей; обтирочный материал, загрязненный маслами, в количестве менее 15 %.

Сбор отходов 3 и 4 класса опасности осуществляется в герметичной, механически прочной, коррозионно-устойчивой таре и передается в сервисную организацию по обращению с отходами. Остальные отходы вывозятся на полигон по сбору и утилизации промотходов. Воздействие на литосферу минимальное.

Процесс исследования представляет из себя работу с информацией, такой как технологическая литература, статьи, ГОСТы и нормативно-техническая документация, а также оценка рисков ЧС и разработка

					Социальная ответственность	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		88

мероприятий по снижению риска ЧС. Таким образом, процесс исследования не имеет влияния негативных факторов на окружающую среду.

8.4 Безопасность в чрезвычайных ситуациях:

На территории промышленной площадки могут произойти ЧС, связанные с лесными пожарами, взрывом газа на огневых работах.

Наиболее типичная ЧС – обрыв линии ЛЭП техникой.

Аварийно-восстановительные работы на высоковольтных линиях (ВЛ) должны производиться в неплановом порядке. Объем работ по ликвидации аварийных повреждений следует определять на основе данных о характере и объеме повреждений, местах повреждений.

На ПЭС должны быть разработаны организационно-технические мероприятия по сокращению продолжительности аварийных простоев ВЛ и быстрейшему вводу их в работу, в частности, должно быть проведено обучение персонала методам и технологии производства восстановительных работ (противоаварийные тренировки), подготовлены материалы и оборудование, транспортные средства, намечены маршруты скорейшей доставки бригад к месту работ, отлажена четкая связь между диспетчером и руководителями работ, производителями работ и бригадами.

Для сокращения продолжительности обесточения ВЛ и аварийного недоотпуска электроэнергии потребителям рекомендуется:

а) переходить на работу ВЛ 110-220 кВ двумя фазами с отключением поврежденной фазы (неполнофазный режим работы ВЛ);

б) производить пофазный ремонт ВЛ 35-220 кВ, т.е. выполнять работы на отключенной фазе при передаче мощности по двум другим фазам.

Неполнофазный режим и пофазный ремонт должны выполняться согласно требованиям специальных инструкций.

Нормы аварийного запаса установлены из расчета на каждые 100 км вновь сооружаемой ВЛ. При протяженности ВЛ, меньшей или большей 100 км, количество материалов аварийного запаса изменяется пропорционально длине ВЛ (с округлением до целого числа).

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

Объем, номенклатура, схема размещений и порядок хранения аварийного запаса региона должны устанавливаться территориальным департаментом аварийного запаса энергоуправления - энергоуправлением.

Выводы по разделу

В разделе «Социальная ответственность» рассматривалась рабочая зона инженера-технолога. Исследовались вредные и опасные факторы, существующие при работе в помещении операторной.

Установлено, что рабочее место по результатам СОУТ относится к классу 2 – допустимые условия труда.

По результатам анализа вредных и опасных факторов был определен комплекс применяемых средств коллективной защиты и индивидуальной защиты, меры по контролю загазованности рабочей зоны.

При анализе влияния площадки капитального ремонта на окружающую среду затрагивались вопросы защиты атмосферы, гидросферы, литосферы.

Было определено, что для всего предприятия необходимо обустроить санитарно-защитную зону в 1000 м. Установлено, что воздействие на атмосферу, гидросферу, литосферу минимально благодаря герметизированному процессу производства, не превышению нормативов ПДВ загрязняющих веществ в атмосферу, отлаженной системе обращения с отходами.

При анализе вероятных ЧС было определена наиболее типичная ЧС – обрыв линии ЛЭП техникой. Определены мероприятия по предотвращению типичной ЧС.

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

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Любой вид ремонта на магистральном трубопроводе имеет свои особенности, поэтому необходимо правильно подобрать технологию ремонта и рассчитать все экономические и технологические риски.

В ходе выполнения выпускной квалификационной работы была изучена нормативно–техническая документация по эксплуатации и ремонту магистральных газопроводов, рассмотрен и описан технологический проект выполнения огневых работ в составе капитального ремонта участка газопровода «МГКМ – Вертикос». Описываются технологии и организации производства подготовительных, земляных, сварочно-монтажных, изолировочных работ.

Приведен порядок и требования безопасности при испытании газопровода.

Приведены расчеты для проверки:

- толщины стенки трубы;
- прочности и деформации подземного газопровода;
- устойчивости газопровода против всплытия на заболоченном участке.

Материал достаточно раскрывает вопросы задания и имеет практическую реализацию при капитальном ремонте участков магистрального газопровода.

					<i>Проведение комплексных огневых работ в условиях транспортной труднодоступности на линейной части магистрального газопровода в однониточном исполнении</i>			
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>				
<i>Разраб.</i>		Трясин А.А.			<i>Заключение</i>	<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Руковод.</i>		Бурков В.П.					91	96
<i>Консульт.</i>						ТПУ гр. 3-2Б8СА		
<i>Рук-ль ООП</i>		Брусник О.В.						

СПИСОК ИСПОЛЬЗУЕМЫХ ИСТОЧНИКОВ

- 1 РД 51-2-97 Инструкция по внутритрубной диагностике трубопроводных систем. – М.: ОАО «Газпром», 1997.
- 2 Технический отчет по результатам пропуска диагностического комплекса магистрального трубопровода «Мыльджинское ГКМ - Вертикос» диаметром 720мм на участке 0-114 км. Филиал ОАО «Оргэнергогаз» «Саратоворгдиагностика», Саратов 2015.
- 3 СНиП 2.05.06-85* Строительные нормы и правила. Магистральные трубопроводы. – М.: ГУП ЦПП, 1997.- 60с.
- 4 Правила охраны магистральных трубопроводов. Утверждены постановлением Госгортехнадзора России от 22.04.1992 г. № 9.24.
- 5 Типовые расчеты при сооружении и ремонте газонефтепроводов: Учеб. Пособие/ Л.И.Быков, Ф.М.Мустафин, С.К.Рафиков и др.- СПб.: Недра, 2006. – 828с.
- 6 СНиП III-42-80*. Строительные нормы и правила. Магистральные трубопроводы / Госстрой СССР. – М.: Стройиздат, 10.11.1996.
- 7 РД 558-97 Руководящий документ по технологии сварки труб при производстве ремонтно-восстановительных работ на газопроводах. - М.: ВНИИГАЗ, 1997.
- 8 Перечень технических устройств, используемых на опасном производственном объекте и подлежащих сертификации, утвержденный приказом Ростехнадзора №115 от 27.08.2001г.
- 9 ВСН 51-1-80 Инструкция по производству строительных работ в охранных зонах магистральных трубопроводов Министерства газовой промышленности - Мингазпром от 01.07.1980.
- 10 ВСН 51-1-97 Правила производства работ при капитальном ремонте магистральных газопроводов.-М.: ИРЦ «Газпром», 1997.

					<i>Проведение комплексных огневых работ в условиях транспортной труднодоступности на линейной части магистрального газопровода в одноточном исполнении</i>			
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>				
<i>Разраб.</i>		Трясин А.А.			<i>Список используемых источников</i>	<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Руковод.</i>		Бурков В.П.					92	96
<i>Консульт.</i>						ТПУ гр. 3-2Б8СА		
<i>Рук-ль ООП</i>		Брусник О.В.						

- 11 СТО ГАЗПРОМ 14 -2005 Типовая инструкция по безопасному проведению огневых работ на газовых объектах ОАО «ГАЗПРОМ» - М., ВНИИГАЗ, 2005
- 12 СНиП 3.02.01-87 «Земляные сооружения. Основания и фундаменты» - Госстрой СССР от 04.12.1987 N 280.
- 13 СТО ГАЗПРОМ 2-2.2-136-2007 Инструкция по технологиям сварки при строительстве и ремонте промысловых и магистральных газопроводов. - М.: ВНИИГАЗ, 2007.
- 14 СНиП III-42-80*. Магистральные трубопроводы. Правила приемки работ / Госстрой СССР. – М.: Стройиздат, 1987. – 80 с.
- 15 ТИ 5774-007-32989231-2005 Технологическая инструкция по применению и технологии нанесения материала рулонного армированного мастичного/ ЗАО «ДЕЛАН», Балашиха 2004.
- 16 СП 104-34-96. Производство земляных работ. - М.: РАО «ГАЗПРОМ», 1996.
- 17 ВСН 012–88.ч.II Строительство магистральных и промысловых трубопроводов. Контроль качества и приёмка работ / Миннефтегазстрой. - М.: ВНИИСТ, 01.04.1989.
- 18 ВСН 011-88 Строительство магистральных и промысловых трубопроводов. Очистка полости и испытание / Миннефтегазстрой. - М.: ВНИИСТ, 01.02.1989.
- 19 ВСН 014-89 Строительство магистральных трубопроводов. Охрана окружающей среды/ Миннефтегазстрой. - М.: ВНИИСТ, 01.07.1989.
- 20 ВРД 39-1.14-021-2001 Единая система управления охраной труда и промышленной безопасности в ОАО «Газпром». Приказ ОАО «Газпром» № 98 от 1.04.2001г.-М.: ИРЦ «Газпром», 2001.
- 21 Нормы бесплатной выдачи сертифицированных специальной одежды, специальной обуви и других средств индивидуальной защиты работникам филиалов, структурных подразделений, дочерних обществ и организаций ОАО «Газпром» / ВНИИГАЗ - Москва 2004.
- 22 Правила безопасности при эксплуатации магистральных газопроводов / Мингазпром.- М.: ВНИИГАЗ 16.03.1984.
- 23 ПБ 10-382-00 Правила устройства и безопасной эксплуатации

					<i>Список используемых источников</i>	<i>Лист</i>
						93
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		

крановтрубоукладчиков / Госгортехнадзор РФ 20.11.97.

24 ПБ 10-382-00 Правила устройства и безопасной эксплуатации грузоподъемных кранов / Госгортехнадзор РФ 31.12.99.

25 Правила пожарной безопасности для предприятий газовой промышленности/ Минтопэнерго РФ 18.06.98.

26 Положение о порядке подготовки и аттестации работников организаций, осуществляющих деятельность в области промышленной безопасности опасных производственных объектов, подконтрольных Ростехнадзору, утвержденное 30.04.2002г. №21.

27 Положение об организации технического надзора за соблюдением проектных решений и качеством строительства, капитального ремонта и реконструкции на объектах магистральных трубопроводов (РД 08-296-99), утв. Постановлением Ростехнадзора от 06.07.99г. №49

28. «Shell International», Ver. 2.1, 06.11.1998.

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

30. СП 104.13330.2016 Инженерная защита территории от затопления и подтопления. Актуализированная редакция СНиП 2.06.15-8921.

31. СП 116.13330.2012 Инженерная защита территорий, зданий и сооружений от опасных геологических процессов. Основные положения. Актуализированная редакция СНиП 22-02-2003

Раздел «Социальная ответственность»

1. IS CSR26000:2011 Социальная ответственность организации. Требования.

2. 197-ФЗ Трудовой кодекс Российской Федерации (с изменениями на 30 апреля 2021 года) (редакция, действующая с 1 мая 2021 года)

3. ГОСТ 12.2.032-78 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Рабочее место при выполнении работ сидя. Общие эргономические требования.

4. ГОСТ 12.0.003-2015 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Опасные и вредные производственные факторы. Классификация.

5. ГОСТ 12.1.005-88 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Общие

					Список используемых источников	Лист
						94
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

- санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны (с Изменением N 1)
6. Результаты специальной оценки условий труда в ПАО «Роснефть». URL: <http://www.rosneft-aero.ru/about/rezultaty-provedeniya-spetsialnoy-otsenki-usloviytruda/> (дата обращения 01.05.2021).
7. ГОСТ 12.1.012-2004 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Вибрационная безопасность. Общие требования
8. Р 2.2.2006-05 Гигиена труда. Руководство по гигиенической оценке факторов рабочей среды и трудового процесса. Критерии и классификация условий труда.
9. ГОСТ 12.1.003-2014 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Шум. Общие требования безопасности (Переиздание)
10. СП 52.13330.2016 Естественное и искусственное освещение. Актуализированная редакция СНиП 23-05-95* (с Изменением N 1)
11. ГОСТ 12.1.019-2017 Система стандартов безопасности труда. ЭЛЕКТРОБЕЗОПАСНОСТЬ. Общие требования и номенклатура видов защиты
12. Долин П. А. Справочник по технике безопасности. – Энергоатомиздат, 1984.
13. Федеральный закон «Технический регламент о требованиях пожарной безопасности» от 22.07.2008 № 123-ФЗ (с изменениями на 30 апреля 2021 года).
15. СП 12.13130.2009 Определение категорий помещений, зданий и наружных установок по взрывопожарной и пожарной опасности (с Изменением N1).
16. СП 3.13130.2009. Свод правил. Системы противопожарной защиты. Система оповещения и управления эвакуацией людей при пожаре. Требования пожарной безопасности (утв. Приказом МЧС РФ от 25.03.2009 № 173).
17. О введении в действие новой редакции санитарно-эпидемиологических правил и нормативов СанПиН 2.2.1/2.1.1.1200-03 "Санитарно-защитные зоны и санитарная классификация предприятий, сооружений и иных объектов" (с изменениями на 25 апреля 2014 года)
18. ГОСТ 22.0.05-97. Безопасность в чрезвычайных ситуациях. Техногенные чрезвычайные ситуации. Термины и определения
19. Федеральный закон «О промышленной безопасности опасных производственных объектов» от 21.07.1997 №116-ФЗ; 23. СТО Газпром 14-2005

					Список используемых источников	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		95

Типовая инструкция по безопасному проведению огневых работ на газовых объектах ОАО Газпром. Дата актуализации: 01.01.2021

20. Приказ Министерства труда и социальной защиты РФ от 24 января 2014 г. N 33н "Об утверждении Методики проведения специальной оценки условий труда, Классификатора вредных и (или) опасных производственных факторов, формы отчета о проведении специальной оценки условий труда и инструкции по ее заполнению".

Режим

доступа:

<http://ivo.garant.ru/#/document/70583958/paragraph/1:0> (дата обращения 20.05.2021)

					<i>Список используемых источников</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		96