

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
«Разработка комплекса мероприятий для проведения капитального ремонта магистрального газопровода при пересечении с автодорогой»

УДК 622.691.4.053-049.32

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б71Т	Белан Александр Юрьевич		01.06.2021

Руководитель

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ОНД	Саруев А.Л.	к.т.н., доцент		01.06.2021

КОНСУЛЬТАНТЫ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ОСГН ШБИП	Трубченко Т.Г.	к.э.н., доцент		15.06.2021

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ассистент	Мезенцева И.Л.	-		15.06.2021

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

Руководитель ООП	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
ОНД ИШПР	Брусник О.В.	к.п.н., доцент		15.06.2021

Томск – 2021 г.

Планируемые результаты обучения по ООП

Код результата	Результат обучения (выпускник должен быть готов)	Требования ФГОС, критериев и/или заинтересованных сторон
В соответствии с универсальными, общепрофессиональными и профессиональными компетенциями		
Общие по направлению подготовки 21.03.01 «Нефтегазовое дело»		
Р1	Применять базовые естественнонаучные, социально-экономические, правовые и специальные знания в области нефтегазового дела, самостоятельно учиться и непрерывно повышать квалификацию в течение всего периода профессиональной деятельности	Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (УК-1, УК-2, УК-6, УК7, ОПК-1,ОПК-2), (ЕАС4.2, АВЕТ-3А, АВЕТ-3i).
Р2	Решать профессиональные инженерные задачи на основе информационной и библиографической культуры с применением информационно-коммуникационных технологий и с учетом основных требований информационной безопасности	Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (УК-2, УК-3,УК-4, УК5,УК-8, ОПК-2, ОПК-6, ОПК-7).
в области производственно-технологической деятельности		
Р3	Применять процессный подход в практической деятельности, сочетать теорию и практику при эксплуатации и обслуживании технологического оборудования нефтегазовых объектов	Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (УК-1, УК-2, ОПК-2, ОПК-3, ОПК-5, ПК-1, ПК-2, ПК-3, ПК-6, ПК-7,ПК8,ПК-9, ПК-10, ПК-11).
Р4	Оценивать риски и определять меры по обеспечению безопасности технологических процессов в практической деятельности и применять принципы рационального использования природных ресурсов и защиты окружающей среды в нефтегазовом производстве	Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (УК-8, ОПК-6, ПК-12, ПК-13, ПК-14, ПК15).
в области организационно-управленческой деятельности		
Р5	Эффективно работать индивидуально и в коллективе по междисциплинарной тематике, организовывать работу первичных производственных подразделений, используя принципы менеджмента и управления персоналом и обеспечивая корпоративные интересы	Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (УК-3, УК-8, ОПК-3, ОПК-7, ПК-16,ПК-17, ПК18), (ЕАС-4.2-h), (АВЕТ-3d).
Р6	Участвовать в разработке организационно-технической документации и выполнять задания в области сертификации нефтегазопромыслового оборудования	Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (УК-2, ОПК-1, ОПК-2, ОПК-7, ПК-19, ПК20, ПК21, ПК-22).
в области экспериментально-исследовательской деятельности		
Р7	Получать, систематизировать необходимые данные и проводить эксперименты с использованием современных методов моделирования и компьютерных технологий для решения расчетно-аналитических задач в области нефтегазового дела	Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (УК-1, УК-2, ОПК-4, ОПК-5, ОПК-6, ПК-23, ПК-24, ПК-25, ПК26).
в области проектной деятельности		
Р8	Использовать стандартные программные средства для составления проектной и рабочей и технологической документации объектов бурения нефтяных и газовых скважин, добычи, сбора, подготовки, транспорта и хранения углеводородов	Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (УК-2, ОПК-3, ОПК-5, ОПК-6, ПК-27, ПК-28, ПК29, ПК-30), (АВЕТ-3с), (ЕАС-4.2-е).
Профиль «Эксплуатация и обслуживание объектов транспорта и хранения нефти, газа и продуктов переработки»		

P9	Применять диагностическое оборудование для проведения технического диагностирования объектов ЛЧМГ и ЛЧМН	Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (ОПК-4, ОПК-5, ПК-9, ПК-14), требования профессионального стандарта 19.016 "Специалист по диагностике линейной части магистральных газопроводов".
P10	Выявлять неисправности трубопроводной арматуры, камер пуска и приема внутритрубных устройств, другого оборудования, установленного на ЛЧМГ и ЛЧМН	Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (ОПК-5, ОПК-6, ПК-9, ПК-11), требования профессионального стандарта 19.010 "Специалист по транспортировке по трубопроводам газа".
P11	Оценивать результаты диагностических обследований, мониторингов, технических данных, показателей эксплуатации объектов ЛЧМГ и ЛЧМН	Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (ОПК-6, ОПК-7, ПК-4, ПК-7, ПК-13), требования профессионального стандарта 19.010 "Специалист по транспортировке по трубопроводам газа".

Раздел	Консультант
«Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»	Доцент ОСГН ШБИП, к.э.н. Трубченко Т.Г.
«Социальная ответственность»	Ассистент ООД Мезенцева И.Л.
Названия разделов, которые должны быть написаны на русском и иностранном языках: реферат	

Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику	24.02.2020
---	------------

Задание выдал руководитель:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ОНД	Саруев А.Л.	к.т.н., доцент		24.02.2020

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б71Т	Белан Александр Юрьевич		24.02.2020

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

Студенту:

Группа	ФИО
3-2Б71Т	Белан Александр Юрьевич

Инженерная 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. Стоимость ресурсов научного исследования (НИ): материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих	<i>Оклад руководителя – 39050 руб. Оклад инженера – 13560 руб. Материальные затраты – 1233,75 руб.</i>
2. Нормы и нормативы расходования ресурсов	<i>Накладные расходы 14%; Районный коэффициент 30% Норма амортизации 33,3 %</i>
3. Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования	<i>Коэффициент отчислений на уплату во внебюджетные фонды 30 %</i>

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

1. Оценка коммерческого и инновационного потенциала НТИ	<i>Анализ конкурентных технических решений, SWOT-анализ</i>
2. Разработка устава научно-технического проекта	<i>Планирование работ; Разработка диаграммы Ганта; Формирование бюджета затрат на научно- исследовательскую работу.</i>
3. Планирование процесса управления НТИ: структура и график проведения, бюджет, риски и организация закупок	<i>Описание потенциального эффекта</i>

Перечень графического материала

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

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ОСГН ШБИП	Трубченко Татьяна	Доцент, к.э.н.		

	Григорьевна			
--	-------------	--	--	--

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б71Т	Белан Александр Юрьевич		

ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»

Студенту:

Группа	ФИО
3-2Б71Т	Белан Александр Юрьевич

Школа	Инженерная школа природных ресурсов	Отделение (НОЦ)	Отделение нефтегазового дела
Уровень образования	Бакалавриат	Направление/специальность	21.03.01 «Нефтегазовое дело»

Тема ВКР:

Разработка комплекса мероприятий для проведения капитального ремонта магистрального газопровода при пересечении с автодорогой

Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:

1. Характеристика объекта исследования (вещество, материал, прибор, алгоритм, методика, рабочая зона) и области его применения	Капитальный ремонт участка магистрального газопровода «Мыльджинское ГКМ - Вертикос» 25 км
--	--

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

<p>1. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности:</p> <ul style="list-style-type: none"> – специальные (характерные при эксплуатации объекта исследования, проектируемой рабочей зоны) правовые нормы трудового законодательства; – организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны. 	<ul style="list-style-type: none"> – СНиП 2.05.06-85* Строительные нормы и правила. Магистральные трубопроводы. – М.: ГУП ЦПП, 1997; – Федеральный закон «О промышленной безопасности опасных производственных объектов» от 21.07.1997 №116-ФЗ; – СТО ГАЗПРОМ 14-2005 Типовая инструкция по безопасному проведению огневых работ на газовых объектах ОАО «ГАЗПРОМ» - М, ВНИИГАЗ, 2005
<p>2. Производственная безопасность:</p> <p>2.1. Анализ выявленных вредных и опасных факторов</p> <p>2.2. Обоснование мероприятий по снижению воздействия</p>	<p>Вредные факторы:</p> <ul style="list-style-type: none"> – Недостаточная освещенность рабочей зоны – Превышение уровней шума – Превышение уровней вибрации – Превышение уровней ионизирующих излучений – Повышенная запыленность и загазованность рабочей зоны – Повреждения в результате контакта с животными, насекомыми, пресмыкающимися. <p>Опасные факторы:</p>

	<ul style="list-style-type: none"> - Движущиеся машины и механизмы производственного оборудования (в т.ч. грузоподъемные) - Электрический ток - Электрическая дуга и металлические искры при сварке
3. Экологическая безопасность:	<p>Атмосфера: загазованность воздушной среды, выбросы пыли и токсичных газов из используемых машин и оборудования</p> <p>Гидросфера: загрязнение заболоченной территории.</p> <p>Литосфера: уничтожение и повреждение почвенного слоя и других земель.</p> <p>Засорение почвы производственными отходами</p>
4. Безопасность в чрезвычайных ситуациях:	<p>Возможные ЧС: лесные пожары, выброс газа в атмосферу, взрыв газа на огневых работах.</p> <p>Наиболее типичная ЧС: обрыв линии ЛЭП техникой .</p>

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ассистент	Мезенцева Ирина Леонидовна	-		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б71Т	Белан Александр Юрьевич		

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 2020/2021 учебного года)

Форма представления работы:

бакалаврская работа

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

Срок сдачи студентом выполненной работы:	15.06.2021
--	------------

Дата контроля	Название раздела (модуля) / вид работы (исследования)	Максимальный балл раздела (модуля)
	<i>Состояние вопроса исследования</i>	10
	<i>Характеристика опасного производственного объекта</i>	10
	<i>Анализ технических решений по реконструкции участка магистрального газопровода</i>	30
	<i>Основные расчеты</i>	15
	<i>Социальная ответственность</i>	10
	<i>Финансовый менеджмент</i>	10
	<i>Заключение</i>	5
	<i>Презентация</i>	10
	<i>Итого:</i>	100

Составил преподаватель:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
доцент ОНД	Саруев А.Л.	К.т.н., доцент		01.02.2020

СОГЛАСОВАНО:

Руководитель ООП	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
ОНД ИШПР	Брусник О.В.	к.п.н., доцент		01.02.2020

ОГЛАВЛЕНИЕ

СОКРАЩЕНИЯ	10
РЕФЕРАТ	1
ВВЕДЕНИЕ	15
ТЕХНОЛОГИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ	17
1 Характеристика магистрального газопровода	17
2 Диагностическое обследование технического состояния газопровода	20
2.1 Технология внутренней инспекции магистрального газопровода	20
2.2 Этапы диагностического обследования.....	20
2.3 Этап подготовки участка газопровода к обследованию	21
2.4 Внутритрубная инспекция трубопровода.....	21
2.5 Общая информация по диагностированию	22
2.6 Выявляемые дефектоскопами дефекты и особенности обустройства трубопровода.....	22
2.7 Минимальные размеры выявляемых дефектов и их разрешающая способность	23
2.8 Состав полного отчета о результатах инспекции.....	23
2.9 Анализ и оценка опасности трещин и зон трещин, дефектов потери металла, вмятин..	24
2.10 Рекомендации по дальнейшей эксплуатации газопровода	25
3 Обоснование капитального ремонта участка газопровода.....	27
3.1 Характеристика участка капитального ремонта.....	30
3.2 Выбор метода капитального ремонта газопровода	31
РАСЧЕТНАЯ ЧАСТЬ	34
4.1 Расчет толщины стенки трубопровода	34
4.2 Проверка прочности и деформации подземного трубопровода	37
4.3 Проверка овальности сечения защитного футляра газопровода после укладки и засыпки	39

5 Организация подготовительных и основных работ при капитальном ремонте, контроль качества выполняемых работ	41
5.1 Организация и технология работ	41
5.2 Порядок и методы производства строительно-монтажных работ.....	43
5.3 Подготовительные и земляные работы.....	45
5.4 Порядок организации работ по вырезке, врезке труб, «катушек».....	47
5.5 Разметка линии реза, резка для монтажа труб, «катушек» способом «струны» и размагничивание труб перед сваркой.....	47
5.6 Сварочно-монтажные работы	51
5.7 Контроль качества сварочных работ	52
5.8 Ручная изоляция катушек в траншее	52
5.9 Контроль качества выполняемых работ	52
6 Испытание трубопровода, приемка в эксплуатацию законченного ремонт участка газопровода	54
6.1 Испытание трубопровода	54
6.2 Подключение законченного ремонт участка к действующему газопроводу.....	55
6.3 Приёмка отремонтированного участка газопровода в эксплуатацию	55
7 Моделирование защитного кожуха	57
8 Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	1
8.1 Оценка коммерческого потенциала и перспективности проведения научных исследований с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения	1
8.2 Потенциальные потребители результатов исследования.....	1
8.3 Анализ конкурентных технических решений	1
8.4 SWOT-анализ.....	3
8.5 Планирование научно-исследовательских работ	4
8.6 Определение ресурсной, финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности исследования	10
9 Социальная ответственность	1
ЗАКЛЮЧЕНИЕ.....	14
СПИСОК ИСПОЛЬЗУЕМЫХ ИСТОЧНИКОВ.....	89

СОКРАЩЕНИЯ

- ГПА - газоперекачивающий агрегат
ГКС - газокompрессорная служба
ГРС - газораспределительная станция
ЗК - замена катушки
КЗП - камера запуска поршня
КПП - камера приема поршня
КС - компрессорная станция
ЛПУМГ - линейно-производственное управление магистральных газопроводов
ЛЭС - линейно-эксплуатационная служба
ЛЧ - линейная часть
ПСД - проектно-сметная документация
СО - скребок очистной
УВП - удалить вне плана
УМОП - универсальный магнитный очистной поршень
УПП - удалить по плану
ШЛ - ремонт шлифовкой
УАВР – управление аварийно-восстановительных работ
ЭПБ – экспертиза промышленной безопасности

РЕФЕРАТ

В данной работе рассматривается капитальный ремонт по замене участка газопровода на 25 км на пересечении с автомобильной дорогой магистрального газопровода «Мыльджинское ГКМ-Вертикос» диаметром 720 мм, выполняемый по результатам диагностических обследований.

Выпускная бакалаврская работа состоит из пояснительной записки в объеме 92 листа, кроме того, в пояснительной записке присутствуют 36 рисунков, 15 таблиц.

Цель работы - выбор технического решения для проведения капитального ремонта газопровода при пересечении с автодорогой.

Задачи: 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 при пересечении с автодорогой; расчет параметров трубопровода.

Объект исследования: участок магистрального газопровода «Мыльджинское ГКМ-Вертикос» на пересечении с автомобильной дорогой.

В работе отображаются этапы технической диагностики и методы ее проведения. Описываются технология и организация производства подготовительных, земляных, сварочно-монтажных, изолировочных и других работ. Выполнены расчеты: определение толщины стенки; проверка на прочность и на деформацию. Выполнен проверочный расчет устойчивости трубопровода против всплытия на заболоченном участке на 25км.

ABSTRACT

In this paper, we consider major repairs to replace a section of the gas pipeline for 25 km at the intersection with the highway of the main gas pipeline "Myldzhinskoe GKM-Vertikos" with a diameter of 720 mm, performed according to the results of diagnostic examinations.

The final bachelor's work consists of an explanatory note in the volume of 92 sheets, in addition, there are 36 figures and 15 tables in the explanatory note.

The purpose of the work is to select a technical solution for carrying out major repairs of the gas pipeline at the intersection with the highway.

Tasks: study of regulatory requirements for the operation and repair of main gas pipelines; justification of the need to repair a section of the gas pipeline; selection of the method of major repairs of the gas pipeline according to the Gazprom service station 2-2.3-231-2008; development of recommendations for major repairs of the gas pipeline at the intersection with the highway; calculation of pipeline parameters.

The object of the study: the section of the main gas pipeline Myldzhinskoe GKM-Vertikos " at the intersection with the highway.

The work shows the stages of technical diagnostics and methods of its implementation. The technology and organization of production of preparatory, excavation, welding and installation, insulation and other works are described. Calculations were performed: determination of the wall thickness; testing for strength and deformation. A test calculation of the pipeline's stability against surfacing in a swampy area of 25 km was performed.

ВВЕДЕНИЕ

Для транспортировки углеводородного сырья на дальние расстояния применяется один из самых экономичных способов – трубопроводный транспорт (ТТ). Обеспечение экологической безопасности и надежности в условиях старения систем магистральных трубопроводов (МТ) является важнейшей задачей для существующих систем трубопроводного транспорта нефти и газа.

На территории Российской Федерации общая протяженность МТ, суммируя 48,5 тыс. км магистральных нефтепроводов (МН) и 152 тыс. км магистральных газопроводов (МГ), составляет более 200 тыс. км. Этим определяется исключительно большая металлоемкость сварных конструкций данного типа. На их ремонт и изготовление ежегодно расходуется более 2 млн. тонн стали.

К системам ТТ предъявляются высокие требования по обеспечению надежности и долговечности ввиду их длительного срока эксплуатации. Применение диагностики магистральных трубопроводов (МТ) – одно из важнейших направлений эффективности и надежной эксплуатации системы ТТ.

К таким методам, согласно накопленному опыту отечественных и зарубежных разработок, относят основные методы неразрушающего контроля и диагностики – визуальный контроль, контроль и диагностика проникающими веществами, магнитный, радиационный и ультразвуковой (УЗ).

Для интегрированного подхода к контролю и диагностике эффективно применение комплексной диагностики трубопроводных систем, основанной на различных методах диагностирования.

С целью повышения обоснованности проведения ремонтов необходимо совершенствование методов идентификации и оценки степени опасности дефектов, как потенциальных источников разрушения МГ, а также разработке единых критерий к выводу подземных стальных коммуникаций из эксплуатации в капитальный ремонт.

Современному капитальному ремонту во многом присущи основные элементы техники, технологии и организации строительства: поточность как главная форма организации работ, комплексная механизация и т.п. Капитальный ремонт представляет собой комплекс работ, в процессе которого ремонтируются или заменяются изношенные трубы с целью увеличения межремонтного срока эксплуатации. Переход систем ТТ в процессе эксплуатации от регламентного обслуживания МГ к эксплуатации по техническому состоянию включает применение методов диагностического обслуживания и разработку расчетных подходов к оценке работоспособного состояния МГ с целью своевременного принятия решений о проведении ремонтных работ.

В данной работе рассматривается капитальный ремонт участка, 25 км, МГ «Мыльджинское ГКМ-Вертикос» диаметром 720 мм, с заменой дефектного участка на пересечении с автомобильной дорогой. Капитальный ремонт выполняется по результатам проведенных диагностических испытаний.

В работе отражаются вопросы технической диагностики и методы ее проведения. Описываются технология и организация производства подготовительных, земляных, сварочно-монтажных, изоляционно-укладочных и др. работ. Также выполнены расчеты: определение толщины стенки; проверка на прочность; на деформацию. Выполнен проверочный расчет на прочность защитного футляра (кожуха) при пересечении железных и автомобильных дорог на участке 25км.

ТЕХНОЛОГИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ

1 ХАРАКТЕРИСТИКА МАГИСТРАЛЬНОГО ГАЗОПРОВОДА

Объект исследования – магистральный газопровод «Мыльджинское ГКМ - Вертикос», техническая характеристика которого приведена в таблице 1.

Таблица 1 – Техническая характеристика магистрального газопровода «Мыльджинское ГКМ - Вертикос»

Показатель	Значение
Проектная производительность	12,3 млн. м ³ в сутки
Рабочее давление	5,394 МПа (55 кгс/см ²)
Класс	I класс по рабочему давлению
Диаметр	720 мм
Толщина стенки	10 мм
Класс прочности	K55
Максимальная температура газа	-12 °С.
Обслуживание	Александровское линейно-производственное управление магистральных газопроводов (ЛПУМГ) ООО «Газпром трансгаз Томск»
Протяженность	114 км

Проектными решениями предусмотрен капитальный ремонт магистрального газопровода «Мыльджинское ГКМ-Вертикос» на 25 км на переходе через грунтовую автомобильную дорогу (V категории).

Метод капитального ремонта, в соответствии с СТО Газпром 2-2.3-231-2008 [29] – II, замена участка газопровода на участок из новых труб с демонтажем старого. Границы капитального ремонта – ПК0+00-ПК1+40 (протяженностью 140м). Начало заменяемого участка ПК0+00 (граница проектирования) находится в 230 м по трассе газопровода от километрового знака 26 км против хода движения продукта, конец заменяемого участка ПК1+40 (граница проектирования) – на расстоянии 61,3 м по трассе газопровода от километрового знака 26 км против движения продукта.

Прокладка проектируемого газопровода выполнена на расстоянии от существующего МГ на расстоянии не менее 14 м, в соответствии с таблицей 8 СП 36.13330.2012.

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

В административном отношении участок работ находится в с. Мыльджино, Томская область, Каргасокский район Александровское ЛПУМГ ООО «Газпром трансгаз Томск», пересечение существующего газопровода Мыльджинское ГКМ-Вертикос с автодорогой на 25 км. Каргасокский район расположен в северной части Томской области. Участок работ расположен в 1,5 км юго-западнее с. Мыльджино.

Ближайшим водным объектом к участку работ, является р. Вачев 1-й в 0,10 км южнее исследуемого участка.

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

Ближайшая к участку работ пассажирская ж. д. станция Нижневартовск.

В селе Каргасок расположен региональный аэропорт, примерно в 220 км на восток от участка работ. Из аэропорта выполняются пассажирские рейсы на вертолетах в удаленные села Томской области, а также регулярные рейсы на самолете в Томск.

В работе применены коэффициенты: 1) в локальных сметах к нормам затрат труда, оплате труда рабочих, применён коэффициент 1,15; к расходам на эксплуатацию строительных машин, применён коэффициент 1,25.

Применение коэффициентов обуславливается наличием следующих факторов:

- площадка капремонта расположена в коридоре действующих магистральных газопроводов, что приводит к ограничению в применении строительной техники и увеличению доли ручного труда;

- небольшой объём строительно-монтажных работ на объекте, что приводит к необходимости применения материалов сравнительно

небольшими партиями, потерям строительных организаций, связанных со снижением уровня годового режима работы строительных машин в связи с необходимостью многократного перебазирования машин между объектами с малыми объёмами работ.

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

Сезонное подтопление (с учетом колебания уровня) имеет широкое распространение. На период бурения (февраль 2018 г.) уровни грунтовых вод вскрыты на глубинах 4,3-4,9 м, но с учётом колебания (около 1,5 м) в периоды весеннего снеготаяния и выпадения дождей уровень будет на глубине 2,8-3,4 м. Категория опасности согласно СП 115.13330.2016 [30] по процессу подтопления – опасная. Критерий типизации территории по подтопляемости по СП 11-105-97 часть II сезонно подтопленные (I-A-2).

Для предотвращения развития процессов подтопления при проектировании необходимо предусмотреть мероприятия по инженерной защите территории от подтопления в соответствии с СП 104.13330.2016 и СП 116.13330.2012 [31] (регулирование поверхностного стока, устройство вертикального дренажа для понижения уровня грунтовых вод). Слабое *заболачивание* территории изысканий наблюдается на площадке ВЗиС. Заболачивание по мохово-растительному слою. Мощность слоя 0,3 м.

Пучение грунтов. Песок мелкий, неоднородный, водонасыщенный, средней плотности, с примесью торфа (ИГЭ 6-2) – слабопучинистый. При близком залегании уровня грунтовых вод грунты сильнопучинистые.

По категории опасности согласно СП 115.13330.2016 [30] территория относится к умеренно опасной по пучению грунтов.

2 ДИАГНОСТИЧЕСКОЕ ОБСЛЕДОВАНИЕ ТЕХНИЧЕСКОГО СОСТОЯНИЯ ГАЗОПРОВОДА

2.1 Технология внутренней инспекции магистрального газопровода

Диагностическое обследование внутритрубно (ВТД – внутритрубная техническая диагностика) проводится с целью определения технического состояния материала трубы, а также, выявления аномальной области участка трубы, которая может повлиять на дальнейшую безопасную работу трубопровода.

Технология производства работ по ВТД и составление формы отчета регламентируются следующими нормативными документами.

Перед началом проведения работ по обследованию участка трубопровода предприятие, его эксплуатирующее должно провести подготовительные работы (таблица 2).

Таблица 2 – Подготовительные работы перед ВТД

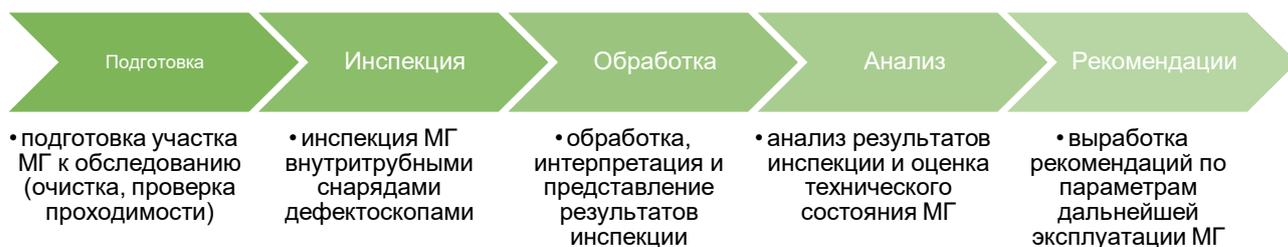
Подготовительные работы перед ВТД		
проверка работы		маркировка
запорной арматуры	концевых затворов, узлов обвязки камер запуска и приема	установка маркеров

Перед проведением инспекции участка МГ нужно предоставить заполненный опросный лист для проведения обследования с трассовой картой с для получения сведений о расположении кранов, тройников, врезок, пересечений с дорогами, реками.

2.2 Этапы диагностического обследования

Проведение диагностического обследования (ДО) состоит из нескольких этапов, указанных в таблице 3.

Таблица 3 – Этапы диагностического обследования



2.3 Этап подготовки участка газопровода к обследованию

Для подготовки к ДО необходимо провести очистку и подготовку участка с помощью средств, представленных в таблице 4.

Таблица 4 – Средства, применяемые при ДО

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

В целом, первичная очистка полости МТ проводится стандартными очистными поршнями.

2.4 Внутритрубная инспекция трубопровода

Для проведения инспекции участка МГ применяются следующие средства, представленные на рисунках 1-3.



Рисунок 1 – Профилемер НП-700



Рисунок 2 – Снаряд-дефектоскоп МД-700 (продольное намагничивание)

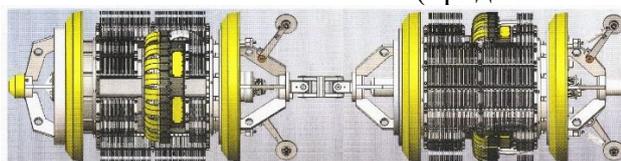


Рисунок 3 – Снаряд-дефектоскоп МДП-700 (поперечное намагничивание)

Профилеметрия и дефектоскопия – это два основных этапа проведения внутритрубной инспекции МТ.

Таблица 5 – 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 одометру: 112,9 км

Таблица 6 – Общая информация по диагностированию

Этап	Описание
Очистка и подготовка участка газопровода к обследованию производились	- 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.
Скорость движения дефектоскопов при обследовании	- Скребок-калибр Ду 700 – 4м/с; - Очистной поршень Ду 700 - 3,63 м/с; - Шаблон магнитный Ду 700 – 3,66 м/с; - Профилемер НП-700 – 3,6 м/с; - МДП-700 – 3,44 м/с; - МД-700 – 3,75м/с (первый запуск, не удачный); - МД-700 – 4,22м/с.

2.6 Выявляемые дефектоскопами дефекты и особенности обустройства трубопровода

Все дефекты, выявленные методами дефектоскопии, можно разделить на категории, представленные в таблице 7.

Таблица 7 – Дефекты, обнаруживаемые дефектоскопами

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.п.
продольные дефекты	дефекты, ориентированные вдоль образующей трубы

2.7 Минимальные размеры выявляемых дефектов и их разрешающая способность

Дефекты минимального размера (длина×ширина×глубина) определяют относительно толщины стенки МТ (δ) с вероятностью, равной 95 %.

Таблица 8 – Минимальные размеры выявляемых дефектов

Вид дефекта	Минимальный размер
питтинговая коррозия	$0,5\delta \times 0,5\delta \times 0,2\delta$
общая коррозия	$3\delta \times 3\delta \times 0,1\delta$
продольные трещины	$3\delta \times 0\delta \times 0,2\delta$
поперечные трещины	$0\delta \times 3\delta \times 0,2\delta$
продольные канавки	$3\delta \times 1\delta \times 0,1\delta$
поперечные канавки	$1\delta \times 3\delta \times 0,1\delta$
дефекты продольных / кольцевых сварных швов (длина × глубина)	$3\delta \times 0,2\delta$

Разрешающая способность пройденного пути (погрешность измерения) - 0,1%. Разрешающая способность длины трубы (погрешность измерения) – 0,1%.

2.8 Состав полного отчета о результатах инспекции

Заключительный отчет о результатах инспекции содержит все цифровые и графические материалы согласно стандарта [28].

Полный отчет о результатах инспекции содержит информацию, приведенную в таблице 9.

Таблица 9 – Состав полного отчета о результатах инспекции



2.9 Анализ и оценка опасности трещин и зон трещин, дефектов потери металла, вмятин

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

Опасность дефекта определяется по основному показателю – коэффициент безопасного давления – расчетный коэффициент, показывающий отношение рабочего давления к безопасному.

Удалению подлежат участки трубопровода с дефектами в случаях, показанных на рисунке 4. Дефект – вмятины и (или) гофрами.



Рисунок 4 – Удаление участков МТ с дефектом типа вмятина и гофр

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

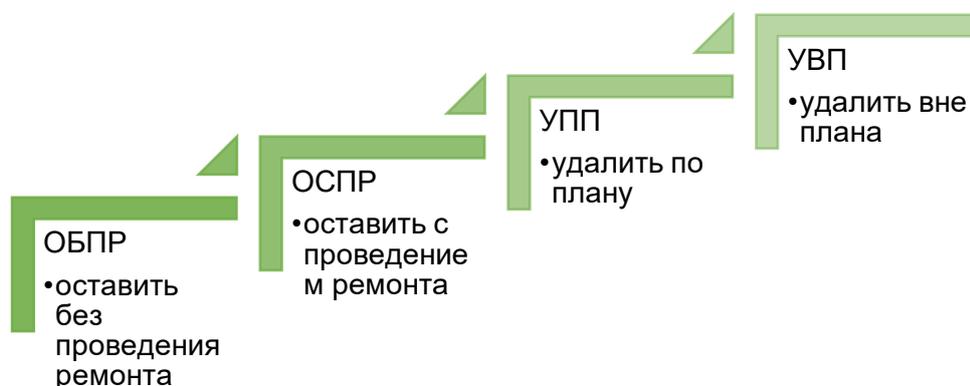


Рисунок 5 – Формирование решения при дефектах типа вмятина и гофр

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

2.10 Рекомендации по дальнейшей эксплуатации газопровода

На выбранном участке МГ все дефекты, выявленные в ходе расчетного анализа, можно разделить на 3 группы (рисунок 6).



Рисунок 6 – Категории опасности дефекта

Присвоение категории опасности определяется на основании эксплуатационных характеристик МГ.

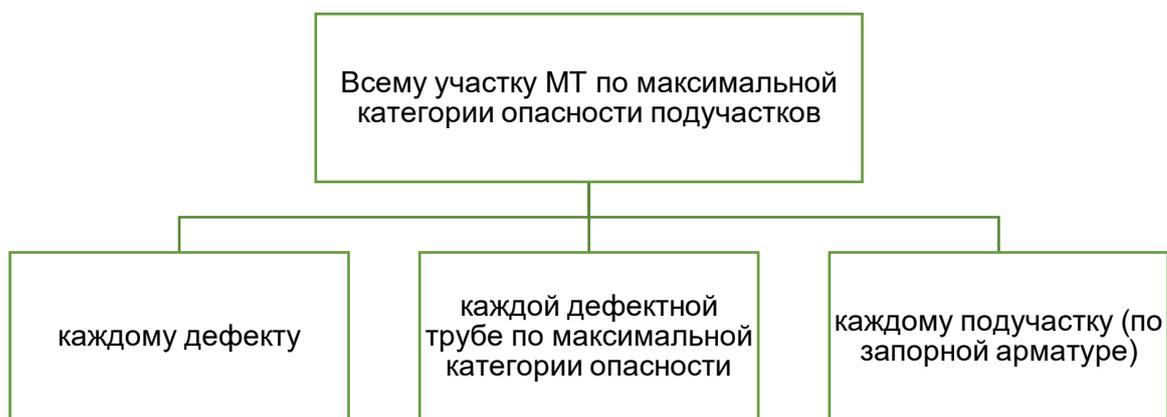


Рисунок 7 – Присвоение категории опасности МТ

Устраняя дефекты по группам, возможно повышение безопасного давления на подучастке и, следовательно, по всему магистральному трубопроводу в целом.

Результаты ВТД показаны на рисунках ниже.

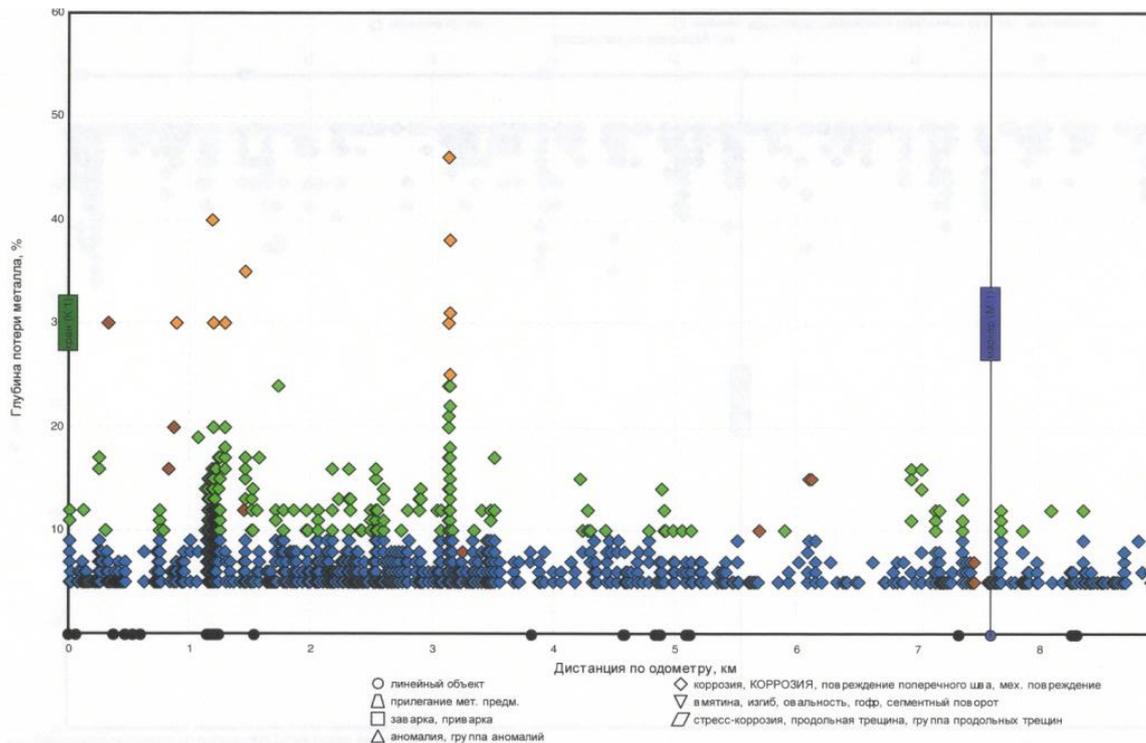


Рисунок 9 – Распределение аномалий по дистанции

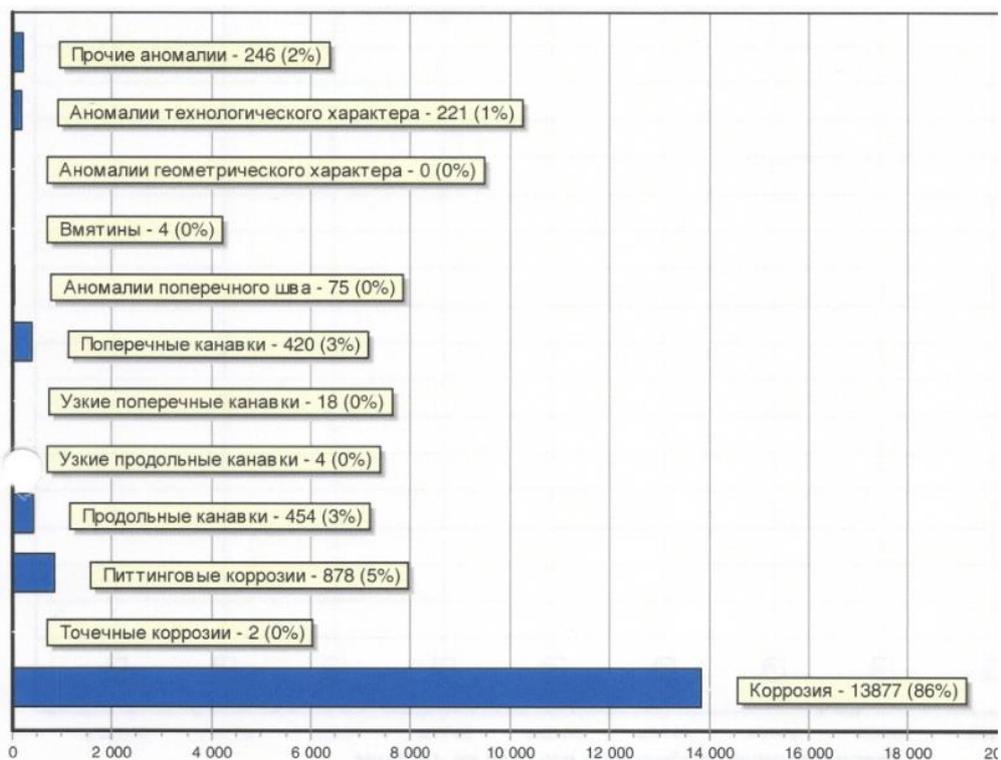


Рисунок 10 – Сводные статистические диаграммы (распределение всех аномалий по типам)

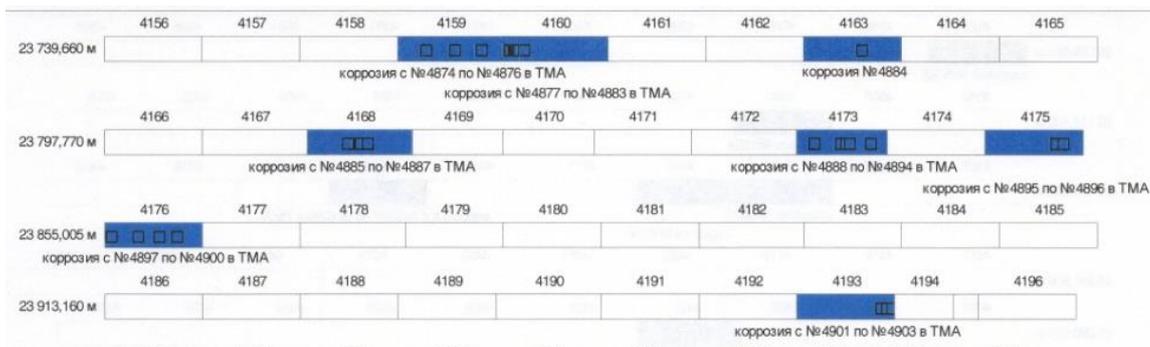


Рисунок 11 – Схема раскладки труб с нанесенными дефектами

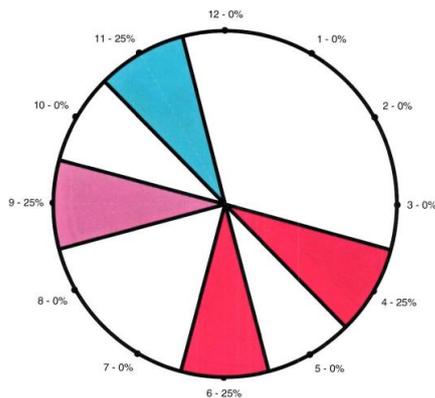


Рисунок 12 – Угловое распределение дефектов (распределение узких продольных канавок)

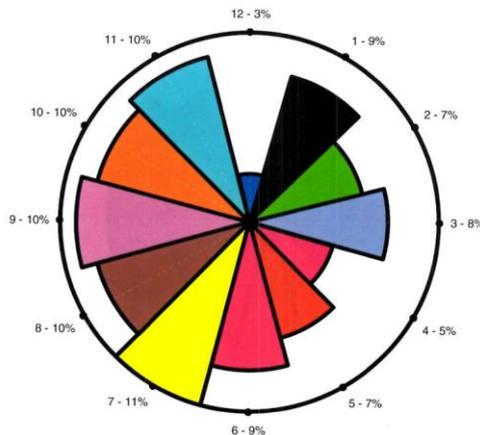


Рисунок 12 – Распределение продольных канавок по угловому расположению

Акт по результатам ДО, утвержденные главным инженером, предоставлен в производственный отдел ООО «Газпром трансгаз Томск» для определения очередности вывода участков в капитальный ремонт и (или) включения в план технической диагностики.

Классификация ремонтов трубопроводов	
Аварийный	Работы, связанные с ликвидацией аварий, возникающих в результате воздействия на трубопровод подземной коррозии; разрывов сварных стыков или трубопровода по телу трубы; закупорок трубопровода, приводящих к полной частичной его остановке; неисправностей в линейной арматуре -- кранах, задвижках, камерах приема и пуска скребка и др.
Текущий	- профилактический ремонт; - предупредительный ремонт;
Капитальный	I метод - ремонт газопровода методом сплошной переизоляции. Может осуществляться в траншее или с подъемом на берму траншеи; II метод - замена участка газопровода на участок из новых труб с демонтажем старого; III метод - выборочный ремонт локальных участков газопровода по данным

Рисунок 13 – Классификация ремонтов МГ

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.

3.1 Характеристика участка капитального ремонта

Участок ремонта представляет собой часть действующего МГ «Мыльджинское ГКМ-Вертикос» протяженностью 140 м., на 25 км. Диаметр труб на данном участке составляет 720мм, толщина стенки труб - 10,5мм. В качестве материала труб используется сталь: - 13Г1С-У производства Харцызского трубного завода.

В соответствии с СП 36.13330.2012, п.6.1 ремонтируемый участок газопровода «Мыльджинское ГКМ-Вертикос» относится к I категории.

Трубы Харцызского завода в плёночной изоляции, нанесённой в базовых условиях, эти участки имеют плохое состояние изоляционного покрытия.

В начале ремонтируемого участка газопровод проходит по местности с небольшим количеством оврагов. Грунты почвено-мохово-растительные и пески мелкие, поэтому глубина прокладки газопровода более 1 м. Остальная часть газопровода проходит по ровной местности без резких перепадов высот. На этом участке в основном преобладают суглинки.

На месте пересечения с автодорогой используется защитный футляр труба Ду 1020х16.

Непрерывно действует антикоррозионной защитой. От почвенной коррозии применяется катодная защита.

На узле подключения МГ «Мыльджинское ГКМ» Александровское ЛПУМГ, 0км, установлена камера запуска очистных устройств и диагностических приборов, отсекаемая крановым узлом №1 Ду 700.

На участке находится шесть линейных крановых узла.



Рисунок 14 – География района капитального ремонта

Запретных зон на участке газопровода не существует, установлены охранные зоны вдоль трассы МГ.

3.2 Выбор метода капитального ремонта газопровода

По результатам обследования участка газопровода «Мыльджинское ГКМ-Вертикос» 0-113км., принято решение о выводе участка газопровода «Мыльджинское ГКМ-Вертикос» на 23-41 км в ремонт.

На основании дефектной ведомости были выбраны методы ремонта участка газопровода.



Рисунок 15 – Методы ремонта на основании дефектной ведомости

Организация периодов (подготовительного и основного) капитального ремонта показана на рисунке ниже.

Проведение капитального ремонт (КР) осуществляется без перекачки газа с прекращением других видов работ на участке МГ.



Рисунок 16 – Период проведения капитального ремонта

На месте пересечения участка МГ с автодорогой используется защитный футляр Ду1000мм.



Протаскивание трубы в футляр на берме траншеи



Укладка трубы в футляре в траншею



Манжета герметизирующая



Схема труба в футляре

Рисунок 17 – Использование защитного футляра

РАСЧЕТНАЯ ЧАСТЬ

4.1 Расчет толщины стенки трубопровода

Приведем исходные данные для расчетной части в таблице.

Таблица 10 – Исходные данные для расчета

Газопровод	МГ «Мыльджинское ГКМ-Вертикос»
Пикет газопровода	ПК0+00-ПК1+43
D, м	0,72
σ_B , МПа	540
σ_T , МПа	390
R_{1H} , МПа	540
R_1 , МПа	362,68
Dв, м	0,70
$\sigma_{кц}$, МПа	237,6
ρ_{min} , м	1150
g , м/с ²	9,81
r, м	0,350
P, МПа	5,4
прокладка	подземная
участок - l, м	140 м
переход через а/м дороги	25 км (ПК0+0,0 до ПК1+40)
материал	09Г2С
коэффициент надежности по металлу трубы k_1	1,34

В общем случае толщину стенки трубопровода δ согласно [5] определяем по формуле (1).

$$\delta = \frac{n_p \cdot p \cdot D_H}{2(\psi_1 \cdot R_1 + n_p p)}, \quad (1)$$

где: ψ_1 – коэффициент двухосного напряженного состояния металла труб;

n_p – коэффициент надежности по нагрузке от внутреннего давления,

$n_p=1,1$ [3];

p – внутреннее давление в трубопроводе;

D_H – наружный диаметр трубопровода;

R_1 – расчетное сопротивление материала, которое можно рассчитать по формуле

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

где: R_1^H – нормативное сопротивление материала, зависящее от марки стали и в расчетах принимается $R_1^H = \sigma_B = 540$ МПа;

m – коэффициент условий работы трубопровода, для третьей категории трубопроводов $m=0,9$ [3];

k_1 – коэффициент надежности по металлу, для данной марки стали $k_1=1,34$ [3];

k_H – коэффициент надежности по назначению, для трубопровода с условным диаметром 720 мм и внутренним давлением 5,4 МПа $k_H=1,0$ [3].

$$R_1 = \frac{540 \times 0,9}{1,34 \times 1,0} = 362,68 \text{ МПа}$$

Коэффициент $\psi_1=1$ при растягивающих продольных осевых напряжениях $\sigma_{пр N} \geq 0$.

При $\sigma_{пр N} < 0$ коэффициент ψ_1 определяется по формуле

$$\psi_1 = \sqrt{1 - 0,75 \left(\frac{|\sigma_{пр N}|}{R_1} \right)^2} - 0,5 \left(\frac{|\sigma_{пр N}|}{R_1} \right). \quad (3)$$

Первоначально принимаем $\psi_1=1$.

Рассчитаем предварительную толщину стенки по (1):

$$\delta = \frac{1,0 \times 5,4 \times 720}{2(1 \times 362,68 + 1,1 \times 5,4)} = 5,28 \text{ мм}$$

Уточняем это значение по [5] и принимаем $\delta=8,0$ мм.

Продольные осевые напряжения рассчитаем по формуле

$$\sigma_{\text{пр}N(\pm)} = -n_t \cdot \alpha_t \cdot E \cdot \Delta t + \mu \frac{n_p \cdot p \cdot D_{\text{вн}}}{2\delta}, \quad (4)$$

где: Δt – расчетный перепад температур;

μ – коэффициент Пуассона, $\mu=0,3$ [5];

α_t – коэффициент линейного расширения металла,

$\alpha_t=1,2 \cdot 10^{-5} \text{ 1}^\circ\text{C}$ [5];

E – модуль Юнга, $E=2,06 \cdot 10^5$ МПа [5];

n_t – коэффициент надежности по температуре, $n_t=1$ [5];

$D_{\text{вн}}$ – внутренний диаметр трубопровода рассчитывается по формуле

$$D_{\text{вн}} = D_{\text{н}} - 2x \delta = 720 - 2x8 = 704 \text{ мм}. \quad (5)$$

Расчетный перепад температур Δt :

$$\Delta t_{(+)} = \frac{\mu \cdot R_1}{\alpha_t \cdot E} = \frac{0,3 \cdot 362,68}{1,2 \cdot 10^{-5} \cdot 2,06 \cdot 10^5} = 44,01^\circ\text{C} \quad (6)$$

$$\Delta t_{(-)} = \frac{(1-\mu) \cdot R_1}{\alpha_t \cdot E} = \frac{(1-0,3) \cdot 362,68}{1,2 \cdot 10^{-5} \cdot 2,06 \cdot 10^5} = -102,7^\circ\text{C} \quad (7)$$

Рассчитаем продольные напряжения $\sigma_{\text{пр}N}$ по (4):

$$\begin{aligned} \sigma_{\text{пр}N(+)} &= -1 \cdot 1,2 \cdot 10^{-5} \cdot 2,06 \cdot 10^5 \cdot 44,01 + \\ &+ 0,3 \cdot \frac{1,1 \cdot 5,4 \cdot 704}{2 \cdot 8} = -30,38 \text{ МПа} \\ \sigma_{\text{пр}N(-)} &= -1 \cdot 1,2 \cdot 10^{-5} \cdot 2,06 \cdot 10^5 \cdot (-102,7) + \\ &+ 0,3 \cdot \frac{1,1 \cdot 5,4 \cdot 704}{2 \cdot 8} = 332,28 \text{ МПа} \end{aligned}$$

Так как для $\sigma_{\text{пр}N(-)} > 0$ $\psi_1=1$ и данный случай уже рассчитан, то рассчитаем значение коэффициента двусосного напряженного состояния для $\sigma_{\text{пр}N(+)} < 0$ по (3):

$$\Psi_1 = \sqrt{1 - 0,75 \left(\frac{-30,38}{362,68} \right)^2 - 0,5 \left(\frac{-30,38}{362,68} \right)} = 0,976$$

Для данного значения коэффициента ψ_1 толщина стенки по (1):

$$\delta = \frac{1,0 \cdot 5,4 \cdot 720}{2(0,976 \cdot 362,68 + 1,0 \cdot 5,4)} = 5,4 \text{ мм}$$

Окончательно принимаем трубу диаметром 720мм и толщиной стенки 8,0мм, импортной поставки из стали марки 09Г2С по ТУ-1381-001-62594197-2011.

4.2 Проверка прочности и деформации подземного трубопровода

Проверяем прочность газопровода в продольном направлении по условию:

$$|\sigma_{npN}| \leq \psi_2 R_1. \quad (8)$$

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

$$\psi_2 = \sqrt{1 - 0,75 \left(\frac{\sigma_{кц}}{R_1} \right)^2} - 0,5 \frac{\sigma_{кц}}{R_1}, \quad (9)$$

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

$$\sigma_{кц} = \frac{1,0 \cdot 5,4 \cdot 0,704}{2 \cdot 0,008} = 237,6 \text{ МПа} \quad (10)$$

Находим ψ_2 по (9):

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

Проверяем прочность газопровода в продольном направлении по условию (8) при значениях:

а) $\sigma_{npN (+)} = -30,38 \text{ МПа},$

$$|-0,470| \leq 0,4932 \times 362,68, \quad 0,470 < 178,873 \text{ - условие выполняется;}$$

б) $\sigma_{npN (-)} = 332,28 \text{ МПа},$

$$332,28 \leq 1 \times 362,68, \quad 332,28 < 362,68 \text{ - условие выполняется.}$$

Для проверки по деформациям находим сначала кольцевые напряжения $\sigma_{кц}^H$ от действия нормативной нагрузки – внутреннего давления по формуле

$$\sigma_{кц}^H = \frac{5,4 \cdot 0,704}{2 \cdot 0,008} = 237,6 \text{ МПа} \quad (11)$$

Проверяем условие:

$$\sigma_{кц}^H \leq \frac{m}{0,9 \cdot k_H} \cdot R_2^H, \quad (12)$$

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

Находим ψ_3 -коэффициент, учитывающий двухосное напряженное состояние металла трубы

$$\begin{aligned} \psi_3 &= \sqrt{1 - 0,75 \left(\frac{\sigma_{кц}^H}{\frac{m}{0,9 \cdot k_H} \cdot R_2^H} \right)^2} - 0,5 \left(\frac{\sigma_{кц}^H}{\frac{m}{0,9 \cdot k_H} \cdot R_2^H} \right)} = \\ \psi_3 &= \sqrt{1 - 0,75 \left(\frac{237,6}{\frac{0,9}{0,9 \cdot 1,0} \cdot 390} \right)^2} - 0,5 \left(\frac{237,6}{\frac{0,9}{0,9 \cdot 1,0} \cdot 390} \right)} = 0,6457 \end{aligned} \quad (13)$$

Определяем значение продольных напряжений σ_{np}^H по формуле

$$\sigma_{np}^H = \mu\sigma_{sc}^H - \alpha_t \cdot E \cdot \Delta t \pm \frac{ED^H}{2\rho_{min}},$$

(14)

и проверяем выполнение условия по формуле

$$|\sigma_{np}^H| \leq \psi_3 \frac{m}{0,9 \cdot k_H} \cdot R_2^H. \quad (15)$$

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]

$$\rho_{min} \geq \frac{0,5 \cdot E \cdot D_H}{\psi_3 \frac{m}{0,9 \cdot k_H} \cdot R_2^H - |\mu \cdot \sigma_{sc}^H - \alpha_t \cdot E \cdot \Delta t|} \quad (16)$$

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

При $\psi_3 = 1$ и $\Delta t = -101,84$ °С по формуле (16)

$$\rho_{min} \geq \frac{0,5 \cdot 2,06 \cdot 10^5 \cdot 0,72}{1 \cdot \frac{0,9}{0,9 \cdot 1,0} 390 - |0,3 \cdot 237,6 - 1,2 \cdot 10^{-5} \cdot 2,06 \cdot 10^5 \cdot (-102,7)|} = 1139\text{м},$$

принимаем $\rho_{min} = 1150$ м.

Для отрицательного температурного перепада при $\Delta t = -102,7$ °С по формуле (14):

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

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

Проверяем выполнение условия по формуле (15):

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

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

Для положительного температурного перепада при $\Delta t = 44,01$ °С по формуле (14):

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

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

Проверяем выполнение условия по (15):

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

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

выполняется.

Таким образом, с учетом всех проверок принимаем трубу диаметром 720 мм и толщиной стенки 8,0мм, российской поставки из стали марки 09Г2С по ТУ-1381-001-62594197-2011.

4.3 Проверка овальности сечения защитного футляра газопровода после укладки и засыпки

Расчет выполнен в соответствии с п.13.6 СТО Газпром 2-2.1-249-2008.

Овальность сечения подземного газопровода после его засыпки вычисляют по формуле:

$$\theta = 22,7 \frac{qr^3}{L^* \bar{D}}, \quad (1)$$

где: q – вертикальная равномерно распределенная поперек оси трубопровода нагрузка от веса грунта засыпки, действующая на уровне верхней образующей трубопровода, МН/м;

r – радиус средней линии поперечного сечения трубы, м, вычисляемая по формуле:

$$r = \frac{D - t_n}{2}, \quad (2)$$

где: D – диаметр газопровода наружный, м;

t_n – толщина стенки трубы номинальная, м;

L^* – единичная длина трубопровода, $L^* = 1$ м;

\bar{D} – цилиндрическая жесткость оболочки, МН·м, вычисляемая по формуле:

$$\bar{D} = \frac{E_0 t_n^3}{12(1 - \mu_0^2)}, \quad (3)$$

где: E_0 – модуль упругости материала трубы, МПа;

μ_0 – коэффициент Пуассона материала трубы.

Вертикальную равномерно распределенную нагрузку q от веса грунта засыпки вычисляют по формуле:

$$q = g \gamma_0 H L^* k_{b.f.} k_{tr}, \quad (4)$$

где: g – ускорение свободного падения м/с²;

γ_0 – плотность грунта ненарушенной структуры, кг/м³;

H – высота засыпки от поверхности земли до верхней образующей трубы, м;

$k_{b.f.}$ – коэффициент, учитывающий уменьшение плотности грунта засыпки по сравнению с грунтом ненарушенной структуры, для закрытого способа прокладки принимаем равным 1;

k_{tr} – коэффициент вертикального давления грунта в траншее.

Коэффициент вертикального давления грунта в траншее k_{tr} вычисляют в зависимости от размеров траншеи по формулам:

для песчаных и супесчаных грунтов засыпки:

Средняя ширина траншеи для открытого способа прокладки вычисляется по приближенной формуле:

$$b = D + H \operatorname{ctg} \alpha, \quad (7)$$

где: H – высота засыпки от поверхности земли до верхней образующей трубы, м;

D – диаметр трубы наружный, м;

α – угол между основанием и откосом траншеи, град.

Полученное значение овальности θ должно удовлетворять условию:

$$\theta \leq 5\%, \quad (8)$$

где: 5% – допустимая овальность кожуха.

Результаты расчетов представлены в таблице ниже.

Таблица 11 – Исходные данные и результаты расчетов проверки овальности сечения защитного футляра

Газопровод	МГ «Мыльджинское ГКМ-Вертикос»
Пикет футляра	ПК0+43-ПК1+3,0
Способ укладки футляра	Открытый
D , м	1,02
t_n , м	0,012
E_0 , МПа	206000
μ_0 , м	0,3
H , м	1,6
γ_0 , кг/м ³	1940
$k_{b.f.}$	0,8
b , м	3,65
g , м/с ²	9,81
r , м	0,504
\bar{D} , МН·м	0,0326
k_{tr}	0,94
q , МН/м	0,023
θ , %	2,05
Результат проверки условия	Условие выполняется

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

5.1 Организация и технология работ

Согласно задания на проектирование проектными решениями предусмотрен капитальный ремонт магистрального газопровода «Мыльджинское ГКМ-Вертикос» на 25 км трассы на переходе через грунтовую автомобильную дорогу (V категории).

Метод капитального ремонта, в соответствии с СТО Газпром 2-2.3-231-2008 – II, замена участка газопровода на участок из новых труб с демонтажем старого.

Категория участков – I, II, назначена с учетом требований СП 36.13330.2012.

К I категории отнесен участок проектируемого газопровода на переходе через автомобильную дорогу, включая участки длиной 25 м каждый по обе стороны дороги от подошвы насыпи или бровки выемки земляного полотна дороги СП 36.13330.2012, п. 6.5, таблица 3, п.3 г). К II категории отнесены участки проектируемого газопровода, примыкающие к переходу.

Границы капитального ремонта – ПК0+00-ПК1+40 (протяженность в плане 140 м).

Начало заменяемого участка ПК0+00 (граница проектирования) находится в 230 м по трассе газопровода от километрового знака 26 км против хода движения продукта, конец заменяемого участка ПК1+40 (граница проектирования) - на расстоянии 61,3 м по трассе газопровода от километрового знака 26 км против хода движения продукта.

Трасса проектируемого газопровода проложена в параллельном створе с правой стороны от существующего магистрального газопровода по ходу движения газа, на расстоянии не менее 14 м в соответствии с таблицей 8 СП 36.13330.2012.

Диаметр защитного футляра согласно п.5 ТУ и п.10.3.2 СП 36.13330.2012 принят больше наружного диаметра трубы не менее чем на 200 мм.

Выполнен расчет на прочность трубопровода от дополнительных осадок и нагрузок под действием дорожной насыпи. Переход газопровода через автомобильную дорогу выполнен под углом не менее 60°.

Укладка футляра под автомобильной дорогой предполагается открытым способом, с бермы траншеи.

В соответствии с п.10.3.2 СП 36.13330.2012 концы футляра на пересечении с автомобильной дорогой выведены на расстояние 25 м от бровки земляного полотна, но не менее 2 м от подошвы насыпи.

На одном из концов футляра (в верхней точке) предусмотрена вытяжная свеча на расстоянии не менее 25 м от подошвы насыпи автодороги. Высота вытяжной свечи от уровня земли не менее 5 м. Для установки вытяжной свечи предусмотрен фундамент.

В соответствии с п.9.1.1 СП 36.13330.2012, заглубление газопровода до верха трубы принято, не менее:

– под автомобильной дорогой от верха покрытия дороги до верха футляра - 1,4 м, в выемках и на нулевых отметках - не менее 0,4 м от дна кювета, водоотводной канавы или дренажа;

– на остальных участках - 0,8 м.

Контроль качества кольцевых сварных и гарантийных монтажных стыков предусмотрены неразрушающими методами в соответствии с требованиями СТО Газпром 2-2.4-083-2006 с изм. №1 и «Временными требованиями к организации сварочно-монтажных работ, применяемым технологиям сварки, неразрушающему контролю качества сварных соединений и оснащенности подрядных организаций при строительстве, реконструкции и капитальном ремонте магистральных газопроводов ПАО «Газпром» в объеме:

– визуальный и измерительный контроль - 100 %;

– радиографический контроль - 100 %;

– дублирующий ультразвуковой контроль - 100%.

Проектными решениями предусмотрен ультразвуковой контроль концов труб на расслоение в объеме 100 % в каждом случае резки труб (монтаж катушек, захлестов и т.п.).

Контроль качества нанесения изоляционного покрытия выполнить в соответствии с ГОСТ Р 51164-98.

Контроль сплошности изоляционного покрытия выполнить диагностическим комплексом "Орион-3М".

Согласно СТО Газпром 2-3.5-454-2010 предусмотрена установка новых информационных знаков на углах поворота и переходе МГ через автомобильную дорогу. Все новые информационные знаки выполняются и устанавливаются в соответствии с УПР.ЛЧ000.01.2-МГЛ.06, УПР.ЛЧ000.08.2-МГЛ.44, УПР.ЛЧ000.08.2-МГЛ.47 и приложений Л, М, Н СТО Газпром 2-3.5-454-2010.

Установку опознавательных знаков газопровода необходимо оформить совместным актом предприятия, эксплуатирующего газопровод, и землепользователя. Опознавательные столбы оборудовать плакатами, в которых должны быть указаны километраж газопровода, ширина охранной зоны, принадлежность газопровода.

Предусмотрена электрохимическая защита защитного футляра.

Проведение испытаний на прочность и герметичность предусматривается в соответствии с таблицей 2 СТО Газпром 2-3.5-354-2009 в два этапа. Первый этап пневматическим способом после укладки и засыпки, второй этап пневматическим способом весь участок после засыпки. После второго этапа (при необходимости) предполагается испытать газопровод проходным давлением в составе действующего газопровода.

Для снижения продольных напряжений, возникающих при изменении температуры и давления транспортируемого газа в процессе эксплуатации, сварка гарантийных монтажных стыков (замыкание, захлест) выполняется при температуре окружающего воздуха не ниже минус 20 °С.

Для исключения возможности повреждения проектируемого газопровода, в соответствии с «Правилами охраны магистральных трубопроводов» устанавливаются охранная зона вдоль трассы газопровода - в виде участка земли, ограниченного условными линиями, проходящими в 25 метрах от оси трубопровода с каждой стороны.

5.2 Порядок и методы производства строительного-монтажных работ

На основании технического задания Заказчика и полученных исходных данных, принята следующая последовательность капитального ремонта:

– работы подготовительного периода (расчистка от лесорастительности,

расчистка от снега, планировка полосы отвода, устройство проезда, съездов, временного объезда; временных переездов, демонтаж существующего вдольтрассового проезда);

- разработка траншеи на участке параллельной прокладки газопровода;

- монтаж защитного футляра DN1000 (L=60,0 м) на ПК0+43-ПК1+3 открытым способом с бермы траншеи;

- укладка трубопровода протаскиванием в защитный футляр DN1000 на ПК0+42-ПК1+4;

- монтаж прилегающих участков магистрального газопровода DN700 с бермы траншеи;

- монтаж вытяжной сечи DN50, высотой 5м;

- засыпка траншеи на участке параллельной прокладки газопровода;

- механическая очистка, пневматическое испытание на прочность и герметичность, калибровка и осушка участка газопровода в границах капитального ремонта, в соответствии с СТО Газпром 2-3.5-354-2009;

- отключение и опорожнение ремонтируемого участка от продукта перекачки силами и по технологии эксплуатирующей организации;

- вскрытие участков на существующем газопроводе на границах капитального ремонта;

- вырезка катушек на существующем газопроводе DN700, демонтаж катушек на берму, установка силовых заглушек (для отглушения прилегающих участков);

- подключение нового участка, монтаж катушек, сварка гарантийных монтажных стыков;

- демонтаж существующего магистрального газопровода DN700 в границах капитального ремонта, в том числе протаскиванием из существующего защитного футляра DN1000 на берму траншеи;

- демонтаж существующего защитного футляра DN1000 (L=67,3 м) на берму траншеи, в том числе вытяжной свечи DN50;

- демонтаж опознавательных знаков и КИП;

- снятие изоляции с демонтируемых труб DN700 и DN1000, резка на одиночные трубы и вывоз демонтируемых материалов;

- испытание отремонтированного участка газопровода, в составе действующего газопровода, проходным рабочим давлением;

- электрохимзащита уложенных участков газопровода и заземление

вытяжной свечи;

– установка новых информационных знаков.

5.3 Подготовительные и земляные работы

Подготовительные работы при капитальном ремонте газопроводов включают:

- определение оси и глубины заложения газопровода;
- планировку трассы.

Освобождённый от газа участок газопровода передаётся по акту подрядной организации для проведения ремонтных работ. Потребность в машинах, механизмах, оборудовании, инструменте, приспособлениях, инвентаре приведена в таблице ниже.

Таблица 12 – Ведомость потребности в основных строительных машинах и механизмах

Наименование	Краткая характеристика	Кол-во машин, шт.
Бульдозер	мощностью 121 кВт	1
Экскаватор	ёмкость ковша 0,65 м ³	1
Корчеватель-сборитель на базе трактора	мощность 79 кВт (108 л.с.)	1
Трубоукладчик	грузоподъёмность 92 т	3
Кран на автомобильном ходу	грузоподъёмность 25 т	1
Трубовоз	грузоподъёмность 15 т	1
Автомобиль самосвал	г/п 15 т	2
Автомобиль бортовой	г/п 15 т	2
Каток прицепной кулачковый	типа ДУ-26	1
Борона деревянная	-	1
Монтажное полотенце	ПМ-1023, г/п 32 т	3
Центратор наружный	ЦЗН-720	2
Центратор наружный	ЦЗН-1020	2
Компрессор передвижной с двигателем внутреннего сгорания	давлением до 686 кПа (7 ат), производительность 5 м ³ /мин	1
Установка компрессорная	давление нагнетания 0,6 МПа; производительность 800 м ³ /мин; масса 6,5 т	1
Агрегат опрессовочный	-	1
Агрегат наполнительный	-	1
Аппарат сварочный	ПДГО-511 с ВД-506ДК, номинальный сварочный ток 500А; диаметр электродной проволоки 1,6-2,0 мм	1
Установка индукционного нагрева	Pro Heat ТМ 35	1
Термоизолирующий пояс для сварки	-	1

Наименование	Краткая характеристика	Кол-во машин, шт.
труб		
Печь для сушки и прокаливания электродов	-	1
Термопенал	-	1
Установка для резки труб	«Файн»	2
Газовая горелка	-	1
Аппарат пескоструйный	типа DSG-200	1
Машинка шлифовальная электрическая	-	2
Бетоносмеситель	СБР-800	1
Вибратор глубинный	ИБ-102А	1
Бензомоторная пила	«Дружба»	1
Дробилка	производительность 8 м ³ /ч	1
Трамбовка пневматическая	-	2
Магнитный толщиномер	-	1
Искровой дефектоскоп	-	1
Ультразвуковой дефектоскоп	-	1
Трассоискатель	-	1
Адгезиметр	-	1
Передвижная лаборатория контроля качества сварных стыков	ЛКС-2	1
Диагностический комплекс	«Орион-3М»	1
Дизельная электростанция	ДЭС-100, масса 1,25 т	1
Пожарная машина	-	1
Автоцистерна для воды	объем 12,0 м ³	1
Ассенизационная машина	-	1
Топливозаправщик	объем 12,0 м ³	1
Автобус для перевозки людей	число мест 31	1
Прожекторная мачта	-	4
Примечание - данный перечень не является обязательным. Приведенные машины, механизмы и транспортные средства можно заменить другими марками с соответствующими техническими характеристиками, количество уточнить.		

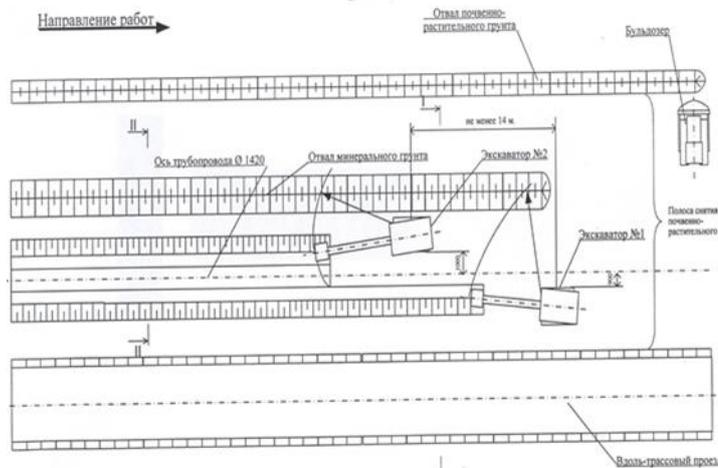
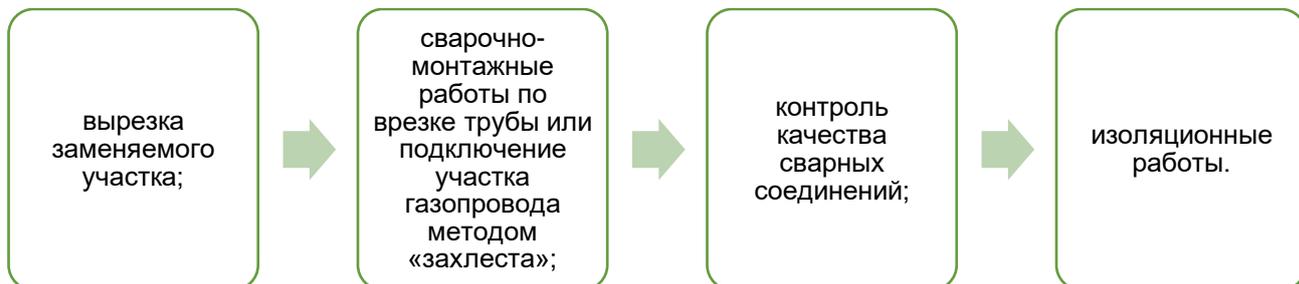


Рисунок 18 – Снятие почвенно-растительного грунта и вскрытие трубопровода

5.4 Порядок организации работ по вырезке, врезке труб, «катушек»

Врезка трубы, «катушки» осуществляется в последовательности, представленной ниже.



До начала сварочно-монтажных работ необходимо иметь сертификаты и паспорта на трубу и сварочные материалы.

5.5 Разметка линии реза, резка для монтажа труб, «катушек» способом «струны» и размагничивание труб перед сваркой

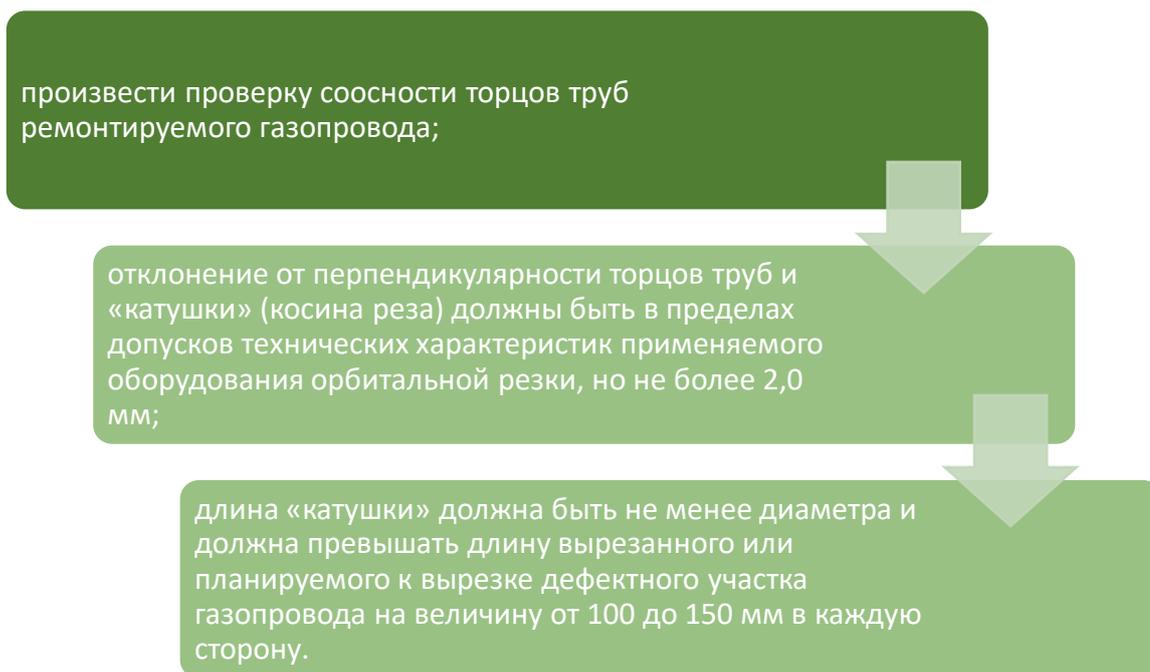


Рисунок 19 – Требования к ремонтируемому участку МГ

Для перенесения размеров «катушки» на концы труб ремонтируемого участка газопровода необходимо выполнить пункты, указанные на схеме.

1 - выполнить замер длины «катушки» не менее чем в восьми местах, равномерно расположенным по периметру, при этом минимальное значение следует обозначить отметкой «НИЗ»;

2 - повернуть «катушки» относительно продольной оси таким образом, чтобы отметка «НИЗ» была в нижнем положении (6,0 ч);

3 - вывесить трубоукладчиком «катушку» сверху на концы труб ремонтируемого участка газопровода (рисунок 8), при этом «катушка» отметкой «НИЗ» должна соприкасаться с верхней образующей труб соединяемых участков газопровода, либо иметь зазор от 1,0 до 2,0 мм.

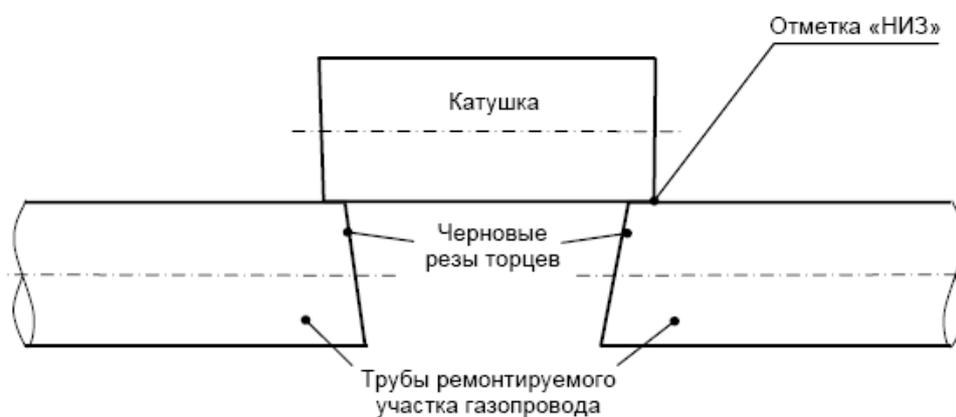


Рисунок 21 - Установка «катушки» на концы труб

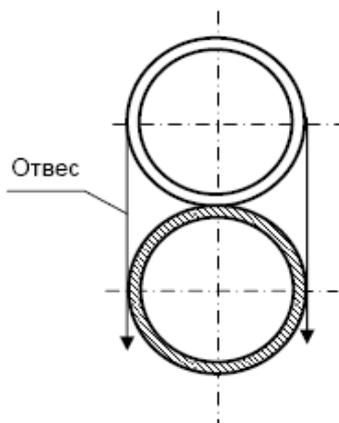


Рисунок 22 - Проверка соосности «катушки» по отвесу

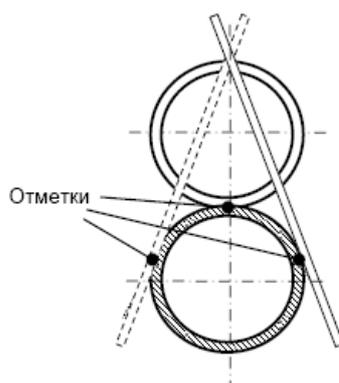


Рисунок 23 - Установка реек и выполнение отметок линии фактического реза торцов «катушки»

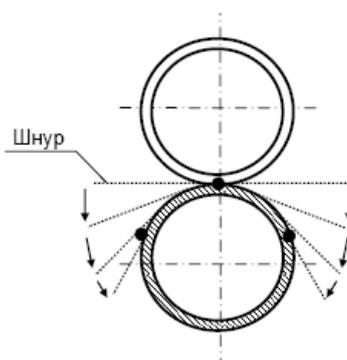


Рисунок 24 - Выполнение отметок линии реза труб

Наметить с помощью отвеса, опущенного с зенита каждого торца «катушки» (наибольшая длина катушки), отметку на газопроводе.

В случае перпендикулярности реза торцов к оси «катушки», отвес, опущенный с зенита покажет точку на нижней части кромки «катушки».

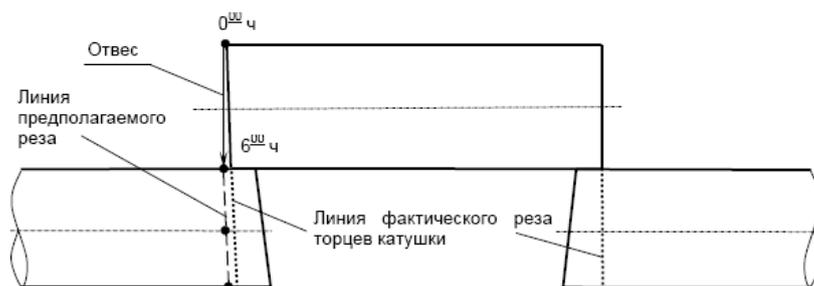
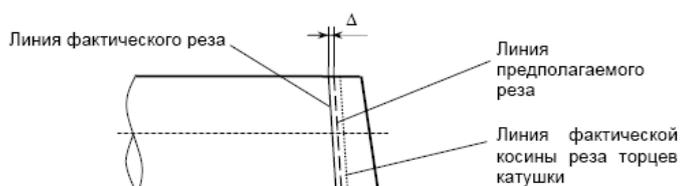
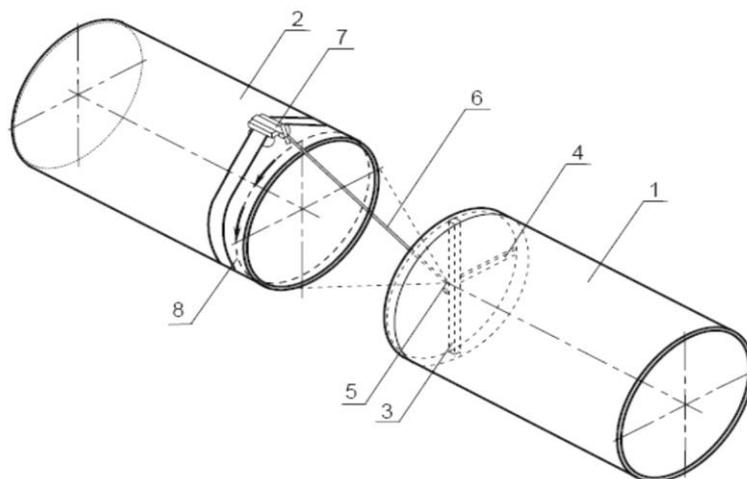


Рисунок 25 – Разметка линии предполагаемого реза торцов труб



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

Рисунок 26 - Разметка линии фактического реза торцов труб



1, 2 – трубы участка ремонтируемого газопровода;
3 – штанга устройства нахождения геометрического центра труб; 4 – линейка; 5 – ползун со стопорным кольцом рулетки; 6 – рулетка; 7 – газорезательная машина; 8 – линия реза

Рисунок 27 - Резка трубы участка ремонтируемого газопровода способом «струны»

Для снижения влияния магнитного дутья и улучшения стабильности горения дуги при сварке газопроводов с остаточной намагниченностью необходимо провести следующие пункты.

- провести симметричное заземление труб;

обеспечить каждый пост сварки отдельным обратным кабелем

с минимальным расстоянием между обратным кабелем и местом сварки;

располагать сварочные кабели параллельно свариваемым кромкам;

не допускать контакта электродержателя или оголенного сварочного провода с поверхностью газопровода;

Рисунок 28 - Снижение влияния магнитного дутья

Размагничивание следует выполнять с применением следующих методов:

- импульсного;
- циклического перемагничивания;
- компенсационного,

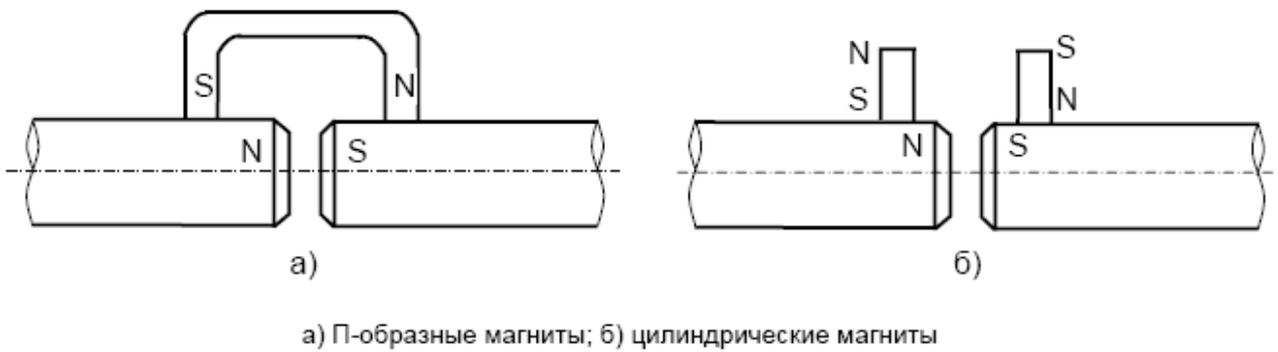


Рисунок 29 – Схема размагничивания сварных соединений постоянными магнитами

Если величина магнитного поля не превышает 20 Гс, провести сварку последующих слоев шва, в противном случае – провести размагничивание перед сваркой последующих слоев шва.

5.6 Сварочно-монтажные работы

Рекомендуемые величины зазоров в стыках при сборке приведены в таблице ниже. Количество и размеры прихваток в зависимости от диаметра трубы приведены в таблице.

Таблица 13 - Рекомендуемые величины зазора между кромками труб

Способ сварки, тип электрода	Диаметр электрода, мм	Величина зазора при толщине стенки трубы, мм		
		до 8	8-10	10 (и более)
Ручная, электродами с основным покрытием	2,5-3,25	2,0-3,0	2,5-3,5	3,0-3,5
Ручная, электродами с целлюлозным покрытием	3,0-4,0	1,5-2,0	1,5-2,5	1,5-2,5

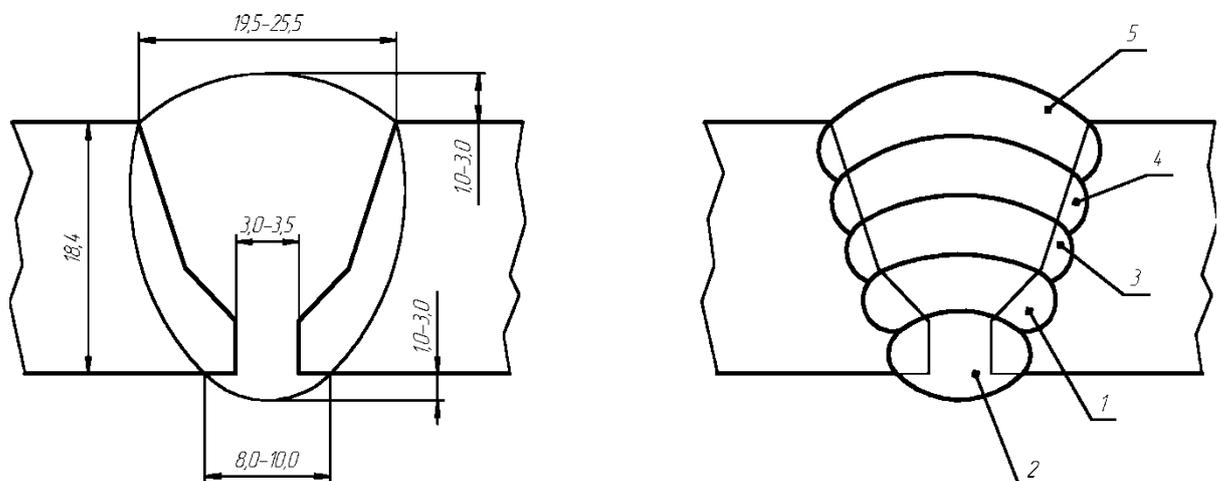


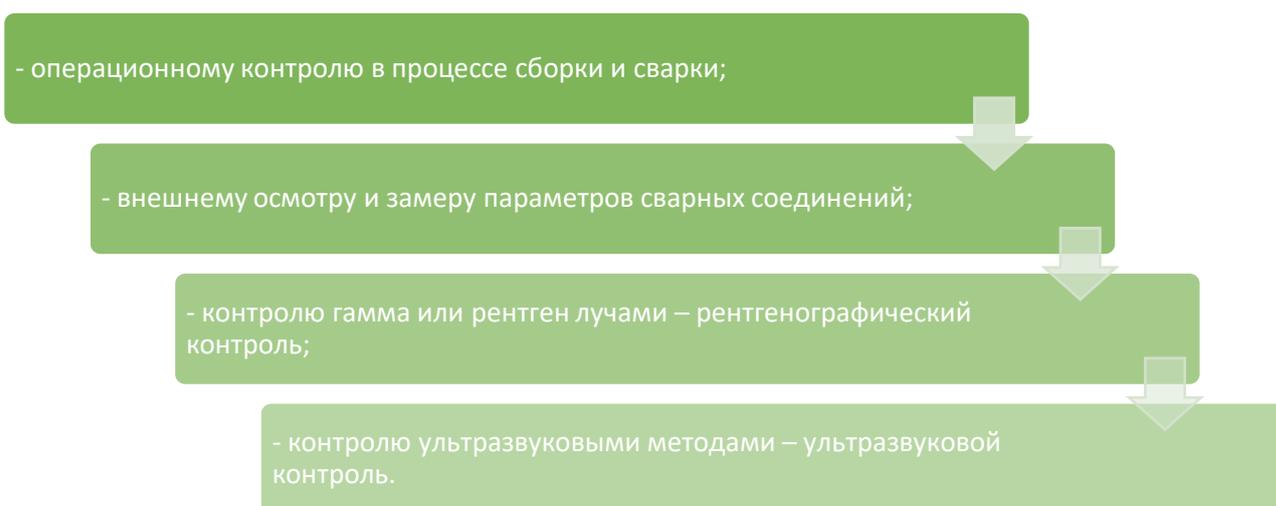
Рисунок 30 – Схема сварки стыка

Минимально допустимое количество слоев шва при ручной дуговой сварке указано в таблице 5.

Сварочные работы (условия сварки) должны быть отражены в исполнительной документации.

5.7 Контроль качества сварочных работ

Сварные соединения подвергаются следующим видам контроля.



5.8 Ручная изоляция катушек в траншее

Потребность в инструменте и приспособлениях приведена в таблице 7.

Таблица 14 - Потребность в инструменте и приспособлениях

Наименование	Марка	Количество
Нож		2
Скребок		2
Щетка металлическая		2
Валик		3
Кисть		3
Прикатывающий валик		3

5.9 Контроль качества выполняемых работ

Основными контролируруемыми видами работ являются:

- геодезические разбивочные работы;
- земляные работы;
- сварочно-монтажные работы;
- изоляционные работы;

- балластировочные работы.

Результаты всех видов контроля фиксируются в журналах работ, актах.

Таблица 15 - Потребность в трудовых ресурсах

Наименование	Разряд	Группа производственного процесса	Количество человек в бригаде
машинист одноковшового экскаватора	6	1в	1
машинист бульдозера	6	1в	1
машинист автомобильного крана	6	1в	1
машинист крана трубоукладчика	6	1в	3
монтажник наружных трубопроводов	4	2г	4
электросварщик	6	3б	4
машинист компрессорной установки	5	1б	1
такелажник (стропальщик)	4	2г	2
землекоп	2	2г	2
изолировщик	5	2г	2
подсобный рабочий	5	2г	4
водитель трубовоза*	-	1в	1
водитель самосвала*	-	1в	2
водитель бортового автомобиля*	-	1в	2
водитель автобуса*	-	1в	1
водитель топливозаправщика*	-	1в	1
водитель автоцистерны*	-	1в	1
водитель пожарной машины*	-	1в	1
Всего:			25
Примечание			
* Специалисты не принимающие участие в СМР			

6 ИСПЫТАНИЕ ТРУБОПРОВОДА, ПРИЕМКА В ЭКСПЛУАТАЦИЮ ЗАКОНЧЕННОГО РЕМОНТОМ УЧАСТКА ГАЗОПРОВОДА

6.1 Испытание трубопровода

В задачи лиц, ответственных за оцепление, входит:

- наблюдение за закреплённым участком газопровода во время продувки или испытания;

- предотвращение доступа людей, животных и транспорта в зону оцепления и на дороги, закрытые для движения;

- немедленное оповещение рабочей комиссии обо всём, что препятствует выполнению испытания;

- сообщение рабочей комиссии о дефектах, обнаруженных при испытании газопровода.

До начала испытаний следует провести подготовительные работы на газопроводе:

- отсечь испытываемый участок газопровода заглушками Ду 720мм;

- проверить исправность и герметичность запорной арматуры;

- произвести проверку транспортных средств, механизмов, машин;

- проверить наличие инструментов, приспособлений, материалов, средств индивидуальной защиты.

Испытание газопровода на прочность и проверка герметичность осуществляется воздухом давлением $R_{исп.} = 1,1 R_{раб} = 1,1 \times 55 \text{ кгс/ см}^2 = 60,5 \text{ кгс/ см}^2$ (5,92 МПа). При разрыве, обнаружении утечек, участок газопровода подлежит ремонту и повторному испытанию на прочность и проверке на герметичность.

6.2 Подключение законченного ремонт участка к действующему газопроводу

Провести огневые работы по обратной врезке участка газопровода на 25 км, согласно утвержденному ООО «Газпром трансгаз Томск» плану проведения огневых работ.

Произвести продувку газом всего испытанного участка газопровода до содержания кислорода в газе менее 2%.

Заполнить участок газом и поднять давление до величины $P_{\text{прох}}$.

Восстановить положение кранов по всей трассе газопровода.

Убрать рабочее место, собрать весь инструмент, сдать ответственным за производство работ.

Доложить диспетчеру ПДС об окончании работ и о недостатках, обнаруженных во время работы.

6.3 Приёмка отремонтированного участка газопровода в эксплуатацию

При приемке отремонтированного участка газопровода в эксплуатацию необходимо соблюдать действующее законодательство и нормативные требования по вопросам приемки объектов в эксплуатацию.

Отремонтированный участок газопровода принимается в эксплуатацию после опробывания под рабочим давлением в течении 72 часов по акту рабочей комиссией, назначаемой приказом по ООО «Газпром трансгаз Томск».

Акт о приемке газопровода в эксплуатацию должен быть утвержден руководителем ООО «Газпром трансгаз Томск».

Подрядчик (генеральный подрядчик) представляет рабочей комиссии следующую документацию:

- перечень организаций, участвовавших в производстве ремонтно-строительных работ на линейной части МГ, с указанием видов выполняемых ими работ и фамилий инженерно-технических работников, непосредственно ответственных за выполнение этих работ;

- комплект исполнительной документации на ремонт газопровода, предъявляемого к приемке;

- ведомость отступлений от проекта и согласования этих отступлений с проектной организацией;

- сертификаты, технические паспорта или другие документы, удостоверяющие качество материалов, конструкций и деталей, применяемых при производстве ремонтно-строительных работ;

- акты промежуточной приемки отдельных видов работ;

- акты на скрытые работы.

Вся перечисленная выше документация после окончания работ комиссии должна храниться у заказчика [17].

7 МОДЕЛИРОВАНИЕ ЗАЩИТНОГО КОЖУХА

Для увеличения надежности и безопасности перехода под автомобильной дорогой:

- расчет защитного кожуха на прочность;
- расчет и оценка основных нагрузок и воздействий на защитный кожух;
- проанализировать напряженно-деформированное состояние защитного кожуха;
- сделать вывод о влиянии нагрузок на защитный кожух и безопасную эксплуатацию газопровода.

Импортировать модель построенного защитного кожуха (формат .sat), закрепленного с двух сторон, произвести его расчет на прочность в Ansys и определить:

- 1) Максимальную нагрузку (F_{max}), действующую на защитный кожух;
- 2) Максимальное расчетное напряжение (σ_{max} p).

Сущность решения – найти величину нагрузки от грунта и его обрушения на защитный кожух и с учетом данной нагрузки определить прочность защитного кожуха. Для этого нужно решить задачи:

- моделирование взаимодействия защитного кожуха с грунтом;
- решение задачи о продольно-поперечном изгибе защитного кожуха;
- решение задачи о распределении напряжений вдоль защитного кожуха;
- оценка прочности защитного кожуха.

Анализ начальных и граничных условий

В анализ начальных и граничных условий входит:

- давление от подвижного транспорта;
- давление грунта;
- обрушение грунта

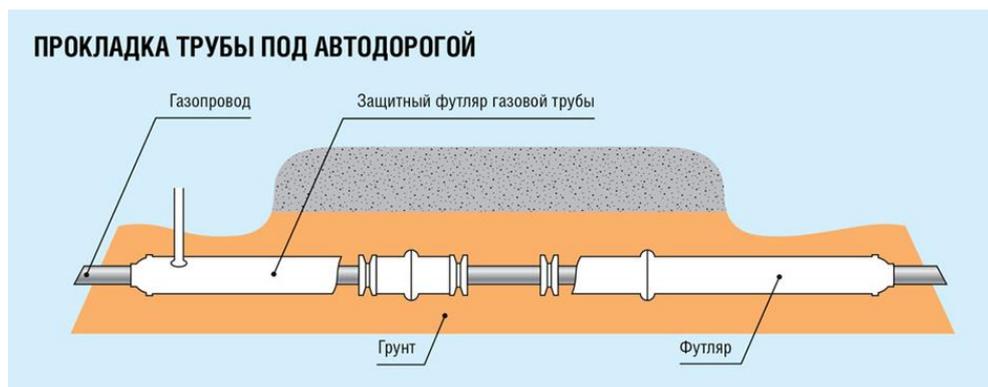


Рисунок 31 – Прокладка трубы под автодорогой.

С помощью программы Inventor была построена CAD - модель защитного кожуха (формат. sat), которая в дальнейшем будет рассчитываться на напряжения в программе Ansys.

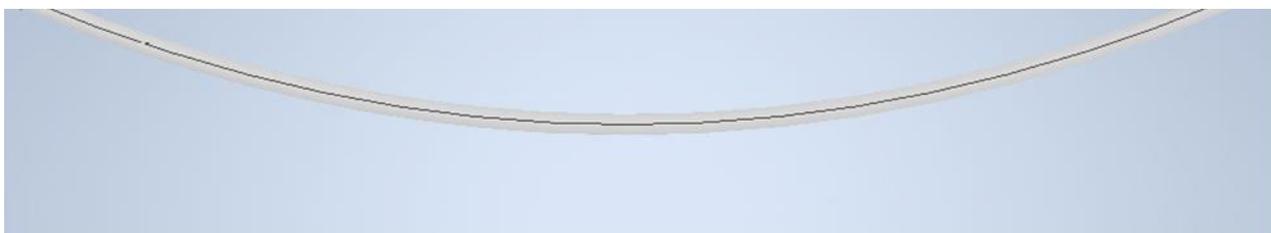


Рисунок 32 – Общий вид CAD - модели защитного кожуха.

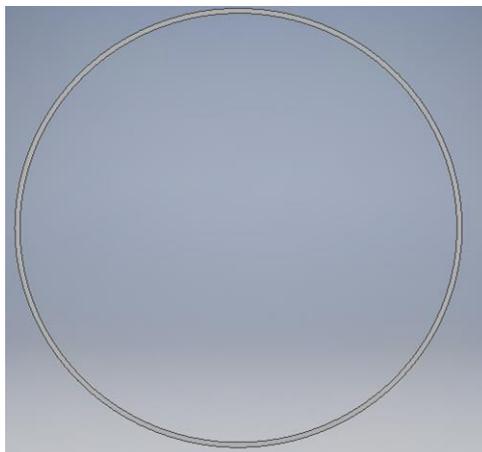


Рисунок 33 – Профильный вид CAD - модели защитного кожуха.

Основные допущения – модель была упрощена в своем исполнении. Для этого было принято решение убрать места под соединительные болты и сами болты, в частности, а также вспомогательные элементы.

Минимальный диаметр защитного кожуха определяется по формуле:

$$D_{\phi} = \frac{D_H^2}{0,9D_H - 85}, \quad (1)$$

Ширина свода естественного обрушения грунта над кожухом:

$$B = D_{\phi} \left[1 + \tan^2 \left(45^\circ - \frac{\varphi_{\text{гр}}}{2} \right) \right], \quad (2)$$

где D_{ϕ} – наружный диаметр кожуха, м. $D_{\phi} = 0,530$ м;

$\varphi_{\text{гр}}$ – угол внутреннего трения грунта, принимаем $\varphi_{\text{гр}} = 40^\circ$.

Высота свода естественного обрушения грунта над кожухом находится по формуле:

$$h_{\text{св}} = \frac{B}{2f_{\text{кр}}}, \quad (3)$$

где $f_{\text{кр}}$ – коэффициент крепости породы, принимаем $f_{\text{кр}} = 1,5$.

Расчетная вертикальная нагрузка на кожух от действия грунта находится по формуле:

$$q_{\text{гр.в}} = n_{\text{гр}} \cdot \gamma_{\text{гр}} \cdot h_{\text{св}}, \quad (4)$$

где $n_{\text{гр}}$ – коэффициент надежности по перегрузки, принимаем 1,2;

$\gamma_{\text{гр}}$ – плотность грунта.

Расчетная величина бокового давления грунта на кожух в случае формирования свода обрушения:

$$q_{\text{гр.б}} = n_{\text{гр}} \cdot \gamma_{\text{гр}} \left(h_{\text{св}} + \frac{D_{\phi}}{2} \right) \tan^2 \left(45^\circ - \frac{\varphi_{\text{гр}}}{2} \right), \quad (5)$$

Расчетное поперечное сжимающее усилие в сечении кожуха находится по формуле:

$$N = \frac{D_{\phi}}{2} (q_{\text{гр.в}} + q_n), \quad (6)$$

где q_n – нормативное давление транспорта на единицу площади защитного кожуха, определяется по графику. Для глубины заложения кожуха 6 м принимаем $q_n = 15 \text{ м}^{-2}$.

Расчетный изгибающий момент в наиболее напряженном сечении кожуха:

Принимаем толщину стенки футляра 6 мм, что обеспечивает удовлетворённость условиям прочности и деформации.

При данных расчетах кожух сможет защитить действующий газопровод от нагрузки автомобильного транспорта.

Ранее построенная CAD модель (формат .sat) была загружена в программу Ansys. Использовался модуль статического расчета (Static Structural), для получения напряженно-деформированного состояния модели.

Выполним основные этапы прочностного расчета в ПК Ansys:

1. Запуск среды ANSYS WorkBench версии 19 через стартовое меню Windows.
2. Создание расчетного проекта статической прочности (Static Structural): Toolbox > Analysis Systems > Static Structural.
3. Импорт ранее построенного защитного кожуха (формат .sat): Geometry > Import Geometry > Browse.
4. Меняем параметры материала на Сталь 20: Engineering Data > Tensile Yield Strength > 245 МПа.
Tensile Ultimate Strength > 412 МПа.
Для кожуха из стеклопластика: Engineering Data > Engineering Data Sources > В окне Data source ищем Composite Materials > Outline of Composite Materials > Resin Polyester.
5. Переход к расчету конструкционной прочности через строчку настроек Setup.
6. Создаем расчетную сетку: Mesh > insert > sizing > Scope > Geometry > Apply.
Definition > Element size > 0,05 м.
7. Задание граничных условий решаемой задачи – нагрузки (давление) и ограничения степеней свободы (заделка).
Нагрузка: приложенную силовую нагрузку представим давлением: Loads > Pressure > выбираем Face указание нагружения в графическом окне: Details of «Pressure» > Scope > Geometry > Apply.
Definition > Define by > Components > Z – Magnitude > 5700 Па.
Definition > Magnitude > 5700 Па.
Ограничение степеней свободы (заделка, закрепление): Fixed Support – выбор плоскости Face на обоих концах кожуха – указание линии закрепления в графическом окне (Details of «Fixed Support» > Scope > Geometry > Apply).
8. Установка интересующих результатов решения задачи (Strain – деформация, Stress – напряжения):
Outline > Project > Model > Static Structural > Solution

Полученные результаты эквивалентных напряжений кожуха из стали 09Г2С представлены на рисунке ниже.

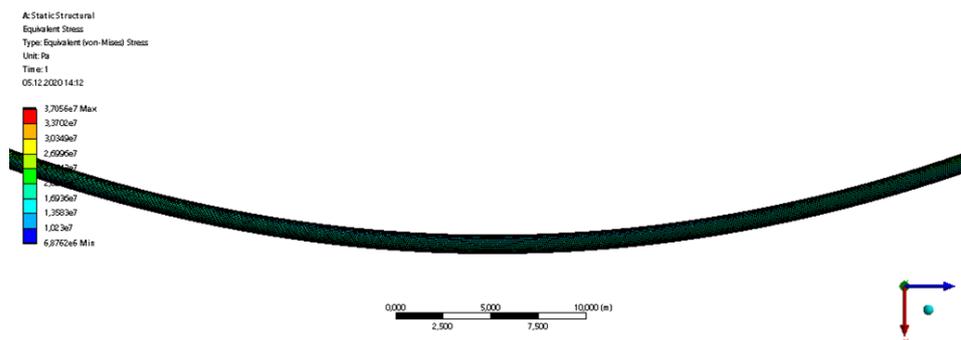


Рисунок 34 - Эквивалентные напряжения.

Из них следует, что данная конструкция защитного кожуха выдержит данное давление грунта.

Исходя из этого и деформации имеют низкие значения.

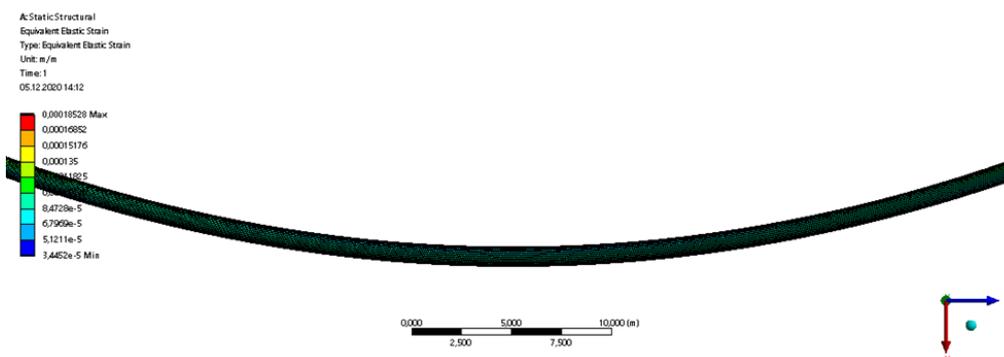


Рисунок 35 - Эквивалентные деформации

Полученные результаты перемещения представлены на рисунке ниже.

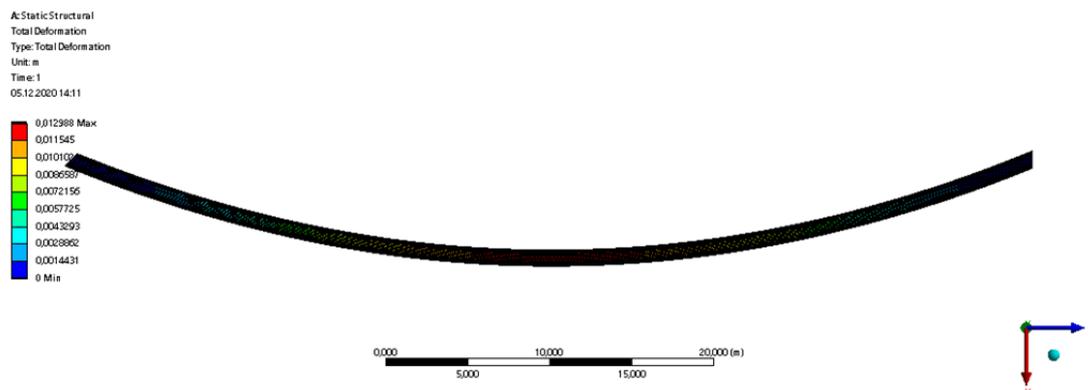


Рисунок 36 – Общее перемещение.

По результатам разработки 3D-модели в среде Inventor и проведения расчета напряженно-деформированного состояния с ней в среде ANSYS

получены следующие выводы: напряжения, возникающие в теле защитного кожуха, являются допустимыми.

8 ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ

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

Целью данного раздела выпускной квалификационной работы является анализ ресурсоэффективности и конкурентоспособности проводимой 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.

8.2 Потенциальные потребители результатов исследования

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.

8.3 Анализ конкурентных технических решений

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.

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:

$$K = \sum B_i B_i,$$

где K – конкурентоспособность научной разработки или конкурента;

B_i – вес показателя (в долях единицы);

B_i – балл i -го показателя.

Таблица 12 – Сравнение конкурирующих технических решений							
Критерии оценки	Вес критерия	Баллы			Конкурентоспособность		
		B_{ϕ}	B_{K1}	B_{K2}	K_{ϕ}	K_{K1}	K_{K2}
<i>1</i>	<i>2</i>	<i>3</i>	<i>4</i>	<i>5</i>	<i>6</i>	<i>7</i>	<i>8</i>
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:

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

$K_K > 1$, следовательно, предприятие конкурентоспособно.

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.

8.4 SWOT-анализ

SWOT – Strengths (сильные стороны), Weaknesses (слабые стороны), Opportunities (возможности) и Threats (угрозы) – представляет собой комплексный анализ научно-исследовательского проекта. SWOT-анализ проводят оценки внешней и внутренней среды проекта.

SWOT-анализ представлен в таблице 13.

Таблица № 13 - SWOT-анализ.		
1	2	3
	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 дополнительного		

спроса на услуги.		
Угрозы	Поиск новых инвесторов Недостаток финансирования, повлияет на качество.	Обновление оборудования. Разработать более качественную продукцию 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.

8.5 Планирование научно-исследовательских работ Структура работ в рамках научного исследования

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 № 14.

Таблица № 14 – 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	Руководитель Инженер

	руководителем	
7	Анализ результатов	Инженер
8	Выполнение дополнительных разделов ВКР (финансовый менеджмент, социальная ответственность).	Инженер
9	Оформление пояснительной записки	Инженер

Определение трудоемкости выполнения работ

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:

$$t_{ожі} = \frac{3t_{mini} + 2t_{maxi}}{5}$$

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

t_{mini} – минимально возможная трудоемкость выполнения заданной i -ой работы, чел.-дн.;

t_{maxi} – максимально возможная трудоемкость выполнения заданной i -ой работы, чел.-дн.

Для построения графика проведения научных работ в форме диаграммы Ганта длительность каждого из этапов работ в рабочих днях переводится в календарные дни по формуле:

$$T_{кд} = T_{рд} \cdot K_{кд}$$

где $T_{кд}$ – продолжительность выполнения работы в календарных днях;

$T_{рд}$ – продолжительность выполнения работы в рабочих днях;

$K_{кд}$ – коэффициент календарности.

Коэффициент календарности рассчитывается по формуле:

$$K_{кд} = \frac{T_{кд}}{T_{кд} - T_{вд} - T_{пд}}$$

Исходя из диаграммы, можно сделать вывод, что продолжительность выполнения проекта составляет 124 дня.

Бюджет научно – технического исследования

Для формирования бюджета НИИ используем следующую группировку затрат по статьям:

- Материальные затраты НИИ;
- Основная заработная плата исполнителей темы;
- Дополнительная заработная плата исполнителей темы;
- Отчисления во внебюджетные фонды (страховые отчисления);
- Накладные расходы.

Расчет материальных затрат

Для разработки проекта необходим компьютер с программным обеспечением Microsoft Office и специальными программами. Затраты на материальные расходы включают в себя канцелярские принадлежности, бумага, флеш-карта. 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 № 16.

Таблица № 16 – Материальные расходы			
Наименование	Кол-во, шт.	Цена за ед., руб.	Сумма, руб.
<i>1</i>	<i>2</i>	<i>3</i>	<i>4</i>
Канцелярские принадлежности	-	250,0	250,0
Офисная бумага, 500 листов	1	175,0	175,0
Флеш-карта	1	750,0	750,0
Итого, руб.			1175,0
Итого с ТЗР (5%)			1233,75

Расчет амортизационных отчислений

Процесс написания выпускной квалификационной работы занимает порядка 4 месяцев. Для проведения расчетов используется персональный компьютер с

первоначальной стоимостью 50000 рублей, срок полезного пользования для офисной техники составляет от 2 до 3 лет.

- Норма амортизации оборудования: $A_n = \frac{1}{T} \cdot 100\%$

где T – срок полезного использования, лет.

Принимаем срок полезного пользования 3 года. $A_n = \frac{1}{3} \cdot 100\% = 33,3\%$

- Годовая амортизация оборудования: $A_g = 50000 \cdot 0,33 = 16\,500$ рублей.
- Ежемесячная амортизация оборудования: $A_m = \frac{16\,500}{12} = 1375$ рублей.
- Итоговая сумма амортизации основных средств: $A = 1375 \cdot 4 = 5500$ рублей.

Заработная плата исполнителей

Оклад научного руководителя составляет 39050 руб., оклад инженера составляет 13560 руб. Исходя из среднего количества рабочих дней в месяце, равным 21, средняя заработная плата руководителя составила 1859,52 руб. в день, а для инженера 645,71 руб. в день.

Заработная плата складывается из основной и дополнительной оплаты.

Основная заработная плата рассчитывается:

$$Z_{осн} = Z_{дн} \cdot T_r \cdot (1 + K_{пр} + K_{д}) \cdot K_r$$

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

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

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

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

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

Расчет основной заработной платы приведен в таблице № 17.

Рассчитаем дополнительную заработную плату, отчисления во внебюджетные фонды и накладные расходы. Данные расчеты представлены в таблице № 18.

Таблица № 17 – Расчет основной заработной платы						
1	2	3	4	5	6	7
Исполнители	З _{тс} , руб.	k _{пр}	k _д	k _р	Т _р , раб. Дн.	З _{осн} , руб.
1	2	3	4	5	6	7
Руководитель	39050	0,3	0,2	1,3	38	137790,43
Инженер	13560	0,3	0,2	1,3	38	137790,43
Итого						275580,86

Дополнительная заработная плата рассчитывается:

$$З_{\text{доп}} = 0,12 \cdot З_{\text{осн}}$$

Отчисления во внебюджетные фонды рассчитываются:

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

Накладные расходы рассчитываются:

$$З_{\text{накл}} = 0,16 \cdot (З_{\text{мат}} + З_{\text{амор}} + З_{\text{осн}} + З_{\text{доп}} + З_{\text{внеб}})$$

Таблица № 18 – Дополнительная заработная плата, отчисления во внебюджетные фонды и накладные расходы			
Исполнитель	З _{доп} , руб.	З _{внеб} , руб.	З _{накл} , руб.
1	2	3	4
Руководитель	16924,85	46297,58	65276,71
Инженер	16924,85	46297,58	
Итого	33069,70	92595,16	65276,71

Формирование бюджета затрат

Рассчитанная величина затрат научно-исследовательской работы является основной для формирования бюджета затрат. В таблице № 19 представлен расчет бюджета научно-исследовательской работы.

Таблица № 19 - Расчет бюджета научно-исследовательской работы		
Наименование	Сумма, руб.	Удельный вес, %
1	2	3
Материальные затраты	1233,75	0,26
Затраты на амортизацию	5500,0	1,16
Затраты на основную заработную плату	275580,86	58,23
Затраты на дополнительную заработную плату	33069,70	6,98
Отчисления во внебюджетные фонды	92595,16	19,56

Накладные расходы	65276,71	13,79
Общий бюджет	473256,20	100

На основании выше приведенных расчетов можно сделать вывод, что наибольшую долю затрат из бюджета научно-исследовательской работы приходится на основную заработную плату исполнителям работы.

8.6 Определение ресурсной, финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности исследования

Определение эффективности связано с нахождением двух средневзвешенных величин: финансовой эффективности и ресурсоэффективности.

Интегральный финансовый показатель разработки определяется как:

$$I_{\text{финр}}^{\text{исп.}i} = \frac{\Phi_{pi}}{\Phi_{\text{max}i}}$$

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

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

Φ_{max} - максимальная стоимость исполнения научно-исследовательского проекта.

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

$$\text{Для нашей разработки: } I_{\text{финр}} = \frac{473256,20}{626892,80} = 0,755;$$

$$\text{Для первого аналога: } I_{\text{финр}} = \frac{626892,80}{626892,80} = 1;$$

$$\text{Для второго аналога: } I_{\text{финр}} = \frac{589721,50}{626892,80} = 0,941.$$

Сравнительная оценка ресурсоэффективности рассматриваемых аналогов приведена в таблице № 20

Таблица 20 – Сравнительная оценка ресурсоэффективности
--

Критерии оценки	Вес критерия	Баллы			Конкурентоспособность		
		Б _ф	Б _{к1}	Б _{к2}	К _ф	К _{к1}	К _{к2}
<i>1</i>	<i>2</i>	<i>3</i>	<i>4</i>	<i>5</i>	<i>6</i>	<i>7</i>	<i>8</i>
Технические критерии оценки ресурсоэффективности							
Долговечность	0,20	5	4	5	1	0,8	1
Надежность	0,15	5	4	5	0,75	0,6	0,75
Безопасность	0,15	4	4	5	0,6	0,6	0,75
Простота эксплуатации	0,20	5	4	4	1	0,8	0,8
Точность измерений	0,30	4	5	5	1,2	1,5	1,2
Итого	1	23	21	24	4,55	4,3	4,8

Интегральный показатель эффективности разработки ($I_{финр}^p$) и аналога ($I_{финр}^a$) определяется на основании интегрального показателя ресурсоэффективности и интегрального финансового показателя по формуле:

$$I^i = \frac{I_p^p}{I_{фин}^p}$$

Для нашей разработки: $I^i = \frac{4,55}{0,755} = 6,02;$

Для первого аналога: $I^i = \frac{4,3}{1} = 4,3;$

Для второго аналога: $I^i = \frac{4,8}{0,941} = 5,10.$

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

В таблице № 21 представлена сравнительная эффективность разрабатываемой системы с аналоговыми.

№ п/п	Показатели	Разработка	Аналог №1	Аналог №2
<i>1</i>	<i>2</i>	<i>3</i>	<i>4</i>	<i>5</i>
1	Интегральный финансовый показатель $I_{фин}$	0,755	1	0,941
2	Интегральный показатель ресурсоэффективности I_p	4,55	4,3	4,8
3	Интегральный показатель эффективности I	6,02	4,3	5,1
4	Сравнительная эффективность \mathcal{E} разработки к аналогам		1,4	1,18

На основании данных, представленных в таблице № 21, можно сказать, что разрабатываемый вариант научно технического проекта, выгоднее двух аналогов. За счёт меньшей стоимости разработки, он превосходит аналоги по интегральному показателю эффективности, однако уступает аналогу №2 по ресурсоэффективности.

ВЫВОД

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

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

Были распределены обязанности по научно-исследовательской работе и определено время выполнения работы. Продолжительность выполнения работы составила 124 дня. Для формирования бюджета работы, были рассчитаны: материальные затраты, которые составили 1233,75 руб.; затраты на амортизацию – 5500 руб.; затраты на основную заработную плату - 275580,86 руб.; затраты на дополнительную заработную плату - 33069,70; отчисления во внебюджетные фонды - 92595,16; накладные расходы - 65276,71, общий бюджет затрат составил 473256,20 руб. 58,23% от бюджета составила оплата труда персонала.

Разрабатываемая система по показателям эффективности превосходит аналоги, в силу своей меньшей стоимости. Однако уступает аналогу №2 по показателю ресурсоэффективности, в виду простоты эксплуатации.

9 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 капитальном ремонте участка магистрального газопровода «Мыльджинское ГКМ - Вертикос» 25 км.

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.

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 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 по 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 1 – 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	$\beta = 15^\circ$	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, исключаящий онемение тела из-за нарушения кровообращения.			

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 2 – Возможные опасные и вредные факторы

Факторы (ГОСТ 12.0.003-2015)		Этапы работ			Нормативные документы
Вредные	Опасные	Наблюдение	Контроль в зонах контакта с МГ	Работа с ПК	
1. Недостаточная освещенность рабочей зоны		+	-	+	СП 52.13330.2016 [10]
2. Превышение уровня шума		+	+	-	ГОСТ 12.1.003-2014 [9Error! Reference source not found.]
3. Превышение уровней вибрации		+	+	+	ГОСТ 12.1.012-2004 [7Error! Reference source not found.]
4. Превышение уровней ионизирующих излучений		+	+	+	ГОСТ 12.1.005-88 [5]
5. Повышенная запыленность и загазованность рабочей зоны		+	+	+	ГОСТ 12.1.005-88 [5]
6. Повреждения в результате контакта с животными, насекомыми, пресмыкающимися		-	+	+	Р 2.2.2006-05 [8]
	7. Движущиеся машины и механизмы производственного оборудования (в т.ч. грузоподъемные)			-	ГОСТ 12.1.019-2017 [11]
	8. Электрический ток	+	+	+	ГОСТ 12.1.019-2017 [11]
	9. Электрическая дуга и металлические искры при сварке	+	+	+	ГОСТ 12.1.019-2017 [11]

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 опасных и вредных производственных факторов и обоснование мероприятий по снижению уровней воздействия

Недостаточная освещенность рабочей зоны

Недостаточное освещение рабочего места затрудняет длительную работу, вызывает повышенное утомление и способствует развитию близорукости. Слишком низкие уровни освещенности вызывают апатию и сонливость, а в некоторых случаях способствуют развитию чувства тревоги.

Применяется совмещенное освещение, одностороннее-боковое освещение на рабочем месте инженера-технолога. Нормируемые показатели естественного, искусственного и совмещенного освещения помещений [10] приведены в таблице 6.

Таблица 6 – Нормы по освещению рабочей зоны [10]

Искусственное освещение				Естественное освещение		Совмещенное освещение	
Осв., лк		Сочетание		КЕО, е _н , %		КЕО, е _н , %	
		М, не более	К _п , %, не более	В / комб. осв.	Б осв.	В / комб. осв.	Б осв.
Комб. осв.	Общ. осв.						
Всего	От общего						
600	400	500	40	10	4,0	1,5	2,4

Примечание: КЕО – коэффициент естественной осв., Сочетание – сочетание нормируемых величин показателя ослепленности и коэффициента пульсации, Осв – освещенность, Комб –комбинированное, Общ – общее, В – верхнее, Б – боковое, М – показатель дискомфорта, К_п – коэффициент пульсации

Таблица 7 - 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 Е, лк	≥Ен*	≥0.5 Ен	< 0,5 Ен

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

Класс условий труда по освещенности рабочей зоны соответствует допустимому (класс условий труда – 2) [24Error! Reference source not found.].

Превышение уровня шума

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, а также способствовать несчастным случаям и травмам на рабочем месте, затрудняя восприятие предупреждающих сигналов.

Таблица 5 – 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 6 – 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 [24Error! Reference source not found.].

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

Превышение уровней 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, некоторые металлообрабатывающие станки и др.).

Нарушения здоровья работающего, обусловленные локальной или общей вибрацией, складываются из поражения 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 7 – 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 звукового давления, дБЛин		>110-115	>115-120	>120-125	>125-130	>130
Ультразвук воздушный,	превышение ПДУ до _ дБ					

уровни звукового давления в 1/3 октавных полосах частот, дБ		10	20	30	40	>40
---	--	----	----	----	----	-----

Класс условий труда по вибрации соответствует допустимому (класс условий труда – 2) [24].

Снижение степени вибрации происходит несколькими методами: уменьшение виброактивности; отстройка резонансных частот; вибродемпфирование; виброгашение; повышение жесткости системы; виброизоляция; использование средств индивидуальной защиты.

Чтобы защитить организм человека от вибрации, применяются средства защиты не только для ног, но и для рук. Виброизолирующая обувь, подметки и специальные стельки являются СИЗ от вибрации для ног. Руки же от воздействия вибрации защищают прокладки и вкладыши, а также специализированные рукавицы и перчатки.

Превышение уровней ионизирующих излучений

Источником неионизирующего излучения в помещении операторной является блок персональной ЭВМ.

Если доза является низкой и/или воздействует длительный период времени (низкая мощность дозы), обусловленный этим риск существенно снижается, поскольку в этом случае увеличивается вероятность восстановления поврежденных тканей. Выше определенных пороговых значений облучение может нарушить функционирование тканей и/или органов и может вызвать острые реакции, такие как покраснение кожи, выпадение волос, радиационные ожоги или острый лучевой синдром.

Таблица – Отнесение условий труда по классу (подклассу) условий труда при воздействии ионизирующего излучения (в зависимости от значения потенциальной максимальной дозы при работе с источниками излучения в стандартных условиях), в/год [24]

Максимальная потенциальная доза за год, м ³ в/год	Класс (подкласс) условий труда					
	допустимый	вредный				опасный
	2	3.1	3.2	3.3	3.4	4
Эффективная доза	≤5	>5 - 10	>10 - 20	>20 - 50	>50 - 100	>100
Эквивалентная доза	≤37,5	>37,5 - 75	>75 - 150	>150 - 225	>225 - 300	>300

в хрусталике глаза						
Эквивалентная доза в коже, кистях и стопах	≤125	>125 - 250	>250 - 500	>500 - 750	>750 - 1000	>1000

Согласно [24], параметры напряженности электростатического поля, индукции магнитного поля, плотности магнитного поля и электростатического потенциала монитора находятся в пределах нормы. Облучение персонала ионизирующим излучением не предполагается. Тем самым, условия труда при действии неионизирующих электромагнитных полей и излучений на персонал, относятся к допустимому классу условий труда (класс условий труда – 2) [24].

Повышенная запыленность и загазованность рабочей зоны

Рабочая зона является 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 4 – 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 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].



Рисунок 1 – Применяемые средства защиты от повышенной запыленности и загазованности рабочей зоны

Повреждения в результате контакта с животными, насекомыми, пресмыкающимися

Мероприятий по снижению уровней воздействия: 1. Устранение непосредственного контакта работников с животными, насекомыми, пресмыкающимися; 2. Замена технологических процессов и операций, связанных с возникновением фактора, при котором возможен контакт с животными, насекомыми, пресмыкающимися; 3. Комплексная механизация, автоматизация, применение дистанционного управления технологическими процессами и операциями; 4. Применение средств коллективной и индивидуальной защиты работников;

Данный показатель находится в пределах допустимых значений. Класс условий труда по тяжести трудового процесса соответствует допустимому (класс условий труда – 2) [24Error! Reference source not found.].

Движущиеся машины и механизмы производственного оборудования

Должен быть организован контроль: - за содержанием в исправном состоянии и безопасной эксплуатацией объектов за производством работ, относительно которых предъявляются повышенные требования по технике безопасности, за правильной эксплуатацией, сохранностью и своевременным ремонтом зданий, сооружений и отдельных помещений; - за соблюдением сроков испытаний средств индивидуальной и коллективной защиты, производственного оборудования и приборов, подлежащих периодическим и единовременным испытаниям; - за организацией, качеством и своевременным

проведением обучения рабочих безопасным методам и приёмам работ, инструктажей по технике безопасности с рабочими и служащими.

Необходимо организовать: испытания средств индивидуальной и коллективной защиты, подлежащих периодическим или единовременным испытаниям; проведение технического освидетельствования и испытаний грузоподъемных машин, сменных грузозахватных органов, съемных грузозахватных приспособлений и тары; техническое освидетельствование сосудов, работающих под давлением, и других видов оборудования, подконтрольного органам государственного надзора.

Электробезопасность

Основные непосредственные причины электротравматизма: контакт с токоведущими частями под напряжением при повреждении изоляции кабелей, проводов или электрического соединения токоведущих частей с указанными конструкциями; контакт с металлоконструкциями в случае пробоя на корпус оборудования; шаговое напряжение.

Для предотвращения поражения электрическим током оборудование операторной должно быть оснащено защитным заземлением, занулением в соответствии с техническими требованиями по эксплуатации.

Рабочий процесс при исправных технических средствах сводит электротравматизм к минимуму.

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.

Таблица 8 – Нормирование углеводородов [5Error! Reference source not found.]

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

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).

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.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В результате написания выпускной квалификационной работы достигнуто: 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 при пересечении с автодорогой; расчет параметров трубопровода.

В работе отображаются этапы технической диагностики и методы ее проведения. Описываются технология и организация производства подготовительных, земляных, сварочно-монтажных, изоляционных и других работ. Также выполнены расчеты: определение толщины стенки; проверка на прочность и на деформацию. Выполнен проверочный расчет устойчивости трубопровода против всплытия на заболоченном участке на 25км.

Приведен порядок и требования безопасности при испытании газопровода. Отражены вопросы охраны окружающей среды, рекультивации земель после проведения капремонта.

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

В данной работе рассматривается капитальный ремонт участка, 25 км, МГ «Мыльджинское ГКМ-Вертикос» диаметром 720 мм, с заменой дефектного участка на пересечении с автомобильной дорогой. Капитальный ремонт выполняется по результатам проведенных диагностических испытаний.

В разделе «Социальная ответственность» рассмотрены аспекты безопасности при выполнении земляных, сварочно-монтажных, изоляционно-укладочных работ.

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.
- 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 промышленных 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 промышленных трубопроводов. Контроль качества и приёмка работ / Миннефтегазстрой. - М.: ВНИИСТ, 01.04.1989.
- 18 ВСН 011-88 Строительство магистральных и промышленных 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 кранов-трубоукладчиков / 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. IC 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 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-usloviy-truda/> (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).
19. 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)
20. ГОСТ 22.0.05-97. Безопасность в чрезвычайных ситуациях. Техногенные чрезвычайные ситуации. Термины и определения
22. Федеральный закон «О промышленной безопасности опасных производственных объектов» от 21.07.1997 №116-ФЗ;
23. СТО Газпром 14-2005 Типовая инструкция по безопасному проведению огневых работ на газовых объектах ОАО Газпром. Дата актуализации: 01.01.2021
24. 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)