

Инженерная школа природных ресурсов
 Направление подготовки Эксплуатация и обслуживание объектов транспорта и хранения нефти, газа и продуктов переработки
 Отделение школы (НОЦ) Нефтегазовое дело

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

Тема работы
«Исследование технологии реконструкции для участка магистрального газопровода» УДК 622.691.4.053-048.35

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
32Б4Д	Вальтер Н.В.		

Руководитель ВКР

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

Консультант

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
доцент	Никульчиков В.К.	к.т.н., доцент		

КОНСУЛЬТАНТЫ ПО РАЗДЕЛАМ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
доцент	Трубникова Н.В.	к.э.н, доцент		

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
ассистент	Черемискина М.С.			

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

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

Томск – 2019 г.

ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»

Студенту:

Группа	ФИО
32Б4Д	Вальтер Никита Васильевич

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 их переработки»

Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:

<p>1. Описание рабочего места (рабочей зоны, технологического процесса, механического оборудования) на предмет возникновения:</p> <ul style="list-style-type: none"> – вредных проявлений факторов производственной среды (метеоусловия, вредные вещества, освещение, шумы, вибрации, электромагнитные поля, ионизирующие излучения) – опасных проявлений факторов производственной среды (механической природы, термического характера, электрической, пожарной и взрывной природы) – негативного воздействия на окружающую природную среду (атмосферу, гидросферу, литосферу) – чрезвычайных ситуаций (техногенного, стихийного, экологического и социального характера) 	<p>1. Рабочее место: Открытый воздух, на трассе МГ. Объектом исследования является: участок магистрального газопровода, подлежащий реконструкции. Меры по безопасному и безаварийному плану работы.</p>
<p>2. Перечень законодательных и нормативных документов по теме</p>	<p>ГОСТ 12.0001-82 ССБТ «Система стандартов безопасности труда» Санитарные нормы проектирования промышленных предприятий. СНиП .21/2.11.567-96 от 31.10.1996 Закон о пожарной безопасности №69-ФЗ, принят 21.12.1994 г (с дополнениями и изменениями от 22.08.1995 г, от 18.04.1996г, от 2.01.1998 г, от 11.2000 г. от 27.12.2000 г.) ГОСТ 20448-90. Газы углеводородные сжиженные топливные для коммунально-бытового потребления ППБ 01-03 Правила пожарной безопасности в Российской Федерации</p>

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

<p>1. Анализ выявленных вредных факторов проектируемой производственной среды в следующей последовательности:</p> <ul style="list-style-type: none"> – физико-химическая природа вредности, её связь с разрабатываемой темой; – действие фактора на организм человека; – приведение допустимых норм с необходимой размерностью (со ссылкой на соответствующий нормативно-технический документ); – предлагаемые средства защиты (сначала коллективной защиты, затем – индивидуальные защитные средства) 	<p>1. Проанализировать вредные факторы: - превышение уровня шума при работе устройств и комплексов по очистке; - воздействие климатических условий; - повышенная запыленность и загазованность воздуха рабочей зоны при нахождении работника; - недостаточная освещенность рабочей зоны. - приведение допустимых норм с необходимой размерностью (со ссылкой на соответствующий нормативно-технический документ); - предлагаемые средства защиты.</p>
--	---

<p>2. Анализ выявленных опасных факторов проектируемой производственной среды в следующей последовательности</p> <ul style="list-style-type: none"> – механические опасности (источники, средства защиты); – термические опасности (источники, средства защиты); – электробезопасность (в т.ч. статическое электричество, молниезащита – источники, средства защиты); – пожаровзрывобезопасность (причины, профилактические мероприятия, первичные средства пожаротушения) 	<p>2. Проанализировать опасные факторы:</p> <ul style="list-style-type: none"> - движущиеся машины и механизмы производственного оборудования (в т.ч. грузоподъемные); - повышенная или пониженная температура поверхностей оборудования и материалов; - взрывоопасность; - пожароопасность; - поражение электрическим током
<p>3. Охрана окружающей среды:</p> <ul style="list-style-type: none"> – защита селитебной зоны – анализ воздействия объекта на атмосферу (выбросы); – анализ воздействия объекта на гидросферу (сбросы); – анализ воздействия объекта на литосферу (отходы); – разработать решения по обеспечению экологической безопасности со ссылками на НТД по охране окружающей среды. 	<ul style="list-style-type: none"> - анализ воздействия объекта на атмосферу (выбросы); - анализ воздействия объекта на гидросферу (сбросы); - анализ воздействия объекта на литосферу (отходы); - разработать решения по обеспечению экологической безопасности со ссылками на НТД по охране окружающей среды
<p>4. Защита в чрезвычайных ситуациях:</p> <ul style="list-style-type: none"> – перечень возможных ЧС на объекте; – выбор наиболее типичной ЧС; – разработка превентивных мер по предупреждению ЧС; – разработка мер по повышению устойчивости объекта к данной ЧС; – разработка действий в результате возникшей ЧС и мер по ликвидации её последствий 	<ul style="list-style-type: none"> - перечень возможных ЧС при разработке и эксплуатации проектируемого решения; - выбор наиболее типичной ЧС; - разработка превентивных мер по предупреждению ЧС; - разработка действий в результате возникшей ЧС и мер по ликвидации её последствий.
<p>5. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности:</p> <ul style="list-style-type: none"> – специальные (характерные для проектируемой рабочей зоны) правовые нормы трудового законодательства; – организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны 	<ul style="list-style-type: none"> - специальные правовые нормы трудового законодательства; - организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны.
<p>Перечень графического материала:</p>	
<p>При необходимости представить эскизные графические материалы к расчётному заданию (обязательно для специалистов и магистров)</p>	

<p>Дата выдачи задания для раздела по линейному графику</p>	
--	--

Задание выдал консультант:

<p>Должность</p>	<p>ФИО</p>	<p>Ученая степень, звание</p>	<p>Подпись</p>	<p>Дата</p>
<p>ассистент</p>	<p>Черемискина М.С.</p>			

Задание принял к исполнению студент:

<p>Группа</p>	<p>ФИО</p>	<p>Подпись</p>	<p>Дата</p>
<p>32Б4Д</p>	<p>Вальтер Н.В.</p>		

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

Студенту:

Группа	ФИО		
32Б4Д	Вальтер Никита Васильевич		
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	Стоимость ресурсов научного исследования на выполнение работ: материальные затраты НТИ – 909 руб., затраты на специальное оборудование – 68200 руб., основная заработная плата – 89181 руб., дополнительная заработная плата – 13377,2 руб., отчисления на социальные нужды – 27793,3 руб., накладные расходы – 31913,7 руб.
2. Нормы и нормативы расходования ресурсов	ВСН 467-85 «Производственные нормы расхода материалов в строительстве» Единые нормы амортизационных отчислений по постановлению Правительства РФ от 01.01.2002 N 1 (ред. от 07.07.2016); Приказ Минтруда России от 30.12.2016 № 851н «Об утверждении классификации видов экономической деятельности по классам профессионального риска» и др.
3. Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования	Налоговый кодекс РФ Федеральный закон от 19 декабря 2016 года N 438-ФЗ

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

1. Оценка коммерческого потенциала, инженерных решений (ИР)	Оценка перспективности и материальных затрат на проведение работ по ремонту нефтепровода методом врезки катушки и ремонтом с применением муфтовой технологии,
2. Формирование плана и графика разработки и внедрения ИР	Планирование и формирование бюджета в зависимости от сложности ремонта трубопровода
3. Обоснование необходимых инвестиций для разработки и внедрения ИР	Определение затрат на проведение ремонтов
4. Составление бюджета инженерного проекта (ИП)	Определение капиталовложений ремонт трубопровода врезкой катушки
5. Оценка ресурсной (ресурсосберегающей), финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности исследования	Расчёт ресурсной, финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности производства работ по ремонту трубопровода врезкой катушки и с применением муфты

Перечень графического материала (с точным указанием обязательных чертежей):

1. Таблицы:

- Матрица SWOT
- Оценка степени готовности научного проекта к коммерциализации
- Рабочая группа проекта
- Календарный план проекта
- Календарный план-график проведения работ по теме.
- Потребность оборудования необходимого для ремонта врезкой катушки
- Потребность оборудования необходимого для ремонта композитной муфтой
- Расчет амортизационных отчислений для ремонта врезкой катушки
- Расчет амортизационных отчислений для ремонта композитной муфтой
- Фонд оплаты труда работающих для врезки катушки по данным за 2018 год
- Фонд оплаты труда рабочих для композитной муфты по данным за 2018 год
- Статья материалов врезки катушки по данным за 2018 год
- Статья материалов для композитной муфты по данным за 2018 год
- Смета затрат на устранение дефектов участка нефтепровода
- Техничко-экономические показатели вариантов ремонта

2. Рисунки:

- Техничко-экономические показатели вариантов ремонта

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику**Задание выдал консультант:**

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Профессор ОСГН	Трубникова Н.В.	д.и.н., доцент		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3264д	Вальтер Н.В.		

Принятые сокращения, термины и определения

МГ – магистральный газопровод;

ГРС - газораспределительная станция;

ИТР - инженерно-технический работник;

КИПиА - контрольно-измерительные приборы и средства автоматики;

ЛЭС - линейно-эксплуатационная служба;

НТД - нормативно-технические документы;

ПДВ - предельно допустимые выбросы;

ЭХЗ - электрохимическая защита.

					«Исследование технологии реконструкции для участка магистрального газопровода»			
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>				
<i>Разраб .</i>		<i>Вальтер Н.В.</i>			<i>Принятые сокращения, термины и определения</i>	<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Провер.</i>							6	103
<i>Реценз.</i>		<i>Чухарева Н.В.</i>				ИШПР ТПУ гр. 32Б4Д		
<i>Н. Контр.</i>								
<i>Утверд.</i>		<i>Брусник О.В.</i>						

Реферат

Выпускная квалификационная работа представлена на 103 листах, содержит 2 рисунка, 19 таблиц, 54 источника литературы.

Ключевые слова: реконструкция, подготовительные работы, разрешительная документация, земляные работы, подъёмно-очистные работы, демонтажные работы, сварочно-монтажные работы, изоляционно-укладочные работы, очистка; испытание; осушка, электрохимзащита, балластировка, испытания.

Объектом исследования является: участок магистрального газопровода, подлежащий реконструкции.

Актуальность – основная идея заключается в модернизации существующих технологий реконструкции, в соответствии с современными нормами и правилами безопасной работы на магистральном газопроводе.

Целью работы – является реконструкция МГ путём строительства 2-ой нитки газопровода на участке МГ в одном коридоре с существующим газопроводом, далее до км 21,7 за пределами городской черты, севернее существующего газопровода и далее до км 34 – в одном коридоре с существующим газопроводом, с дальнейшим демонтажем существующего газопровода на этом участке.

Задачи:

1. Проработка нормативно-технической документации по данной тематике с учетом специфики предприятия;
2. Провести расчеты для реконструкции магистрального газопровода.
3. Проработка данных полученных опытным путем;
4. Выявление мероприятий по охране труда и защите окружающей среды.

Практическая значимость: результаты данной работы могут быть использованы для оценки состояния магистрального трубопровода, а также выбора метода его ремонта и требуемого для этого оборудования.

					«Исследование технологии реконструкции для участка магистрального газопровода»			
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата				
Разраб.		Вальтер Н.В.			<i>Реферат</i>	Лит.	Лист	Листов
Провер.							7	103
Реценз.		Чухарева Н.В.				ИШПР ТПУ гр. 32Б4Д		
Н. Контр.								
Утверд.		Брусник О.В.						

Abstract

Final qualifying work is presented on 107 pages, contains 2 figures, 24 tables, 53 sources of literature.

Key words: reconstruction, preparatory work, permits, earthworks, lifting and cleaning works, dismantling works, welding and assembly works, insulating and laying works, cleaning; test; drying, electrochemical protection, ballasting, testing.

The object of study is: the section of the main gas pipeline to be reconstructed.

Relevance - the main idea is to upgrade the existing technologies of reconstruction, in accordance with modern norms and rules for safe operation of the gas pipeline.

The aim of the work is to reconstruct the gas pipeline by building a second gas pipeline on the section km 0 - km 6.7 in one corridor with the existing gas pipeline, then to km 21.7 outside the city limits, to the north of the existing gas pipeline and then to km 34 - in one corridor with the existing gas pipeline, with further dismantling of the existing gas pipeline on this section.

Tasks:

1. Elaboration of regulatory and technical documentation on this subject, taking into account the specifics of the enterprise;
2. To carry out calculations for the reconstruction of the main gas pipeline.
3. Study of the data obtained experimentally;
4. Identification of measures for labor protection and environmental protection.

Practical significance: the results of this work can be used to assess the condition of the main pipeline, as well as the choice of the method of its repair and the equipment required for this.

					<i>Реферат</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		8

ОГЛАВЛЕНИЕ

	Введение	13
1	Технологическая часть	15
1.1.1	Характеристика варианта «Южный»	15
1.1.2	Характеристика варианта «Северный»	16
1.1.3	Основные данные по климату в районе строительства	19
1.1.4	Подготовка к строительству 2-ой нитки газопровода	20
1.1.5	Конструктивная характеристика газопровода	21
1.1.6	Противокоррозионная защита газопровода	23
1.1.7	Укладка газопровода	24
1.1.8	Очистка внутренней полости газопровода, заполнение газопровода водой и гидроиспытания на прочность	26
1.1.9	Подготовка существующих газопроводов к демонтажу	29
1.1.10	Демонтаж существующих газопроводов	30
1.1.11	Подключение испытанного участка к магистральному газопроводу	31
1.1.12	Организация производства работ реконструкции газопровода	31
1.2	Генеральный план	33
1.2.1	Генеральный план производства	33
1.3	Архитектурно строительные решения	34
1.3.1	Общие сведения о районе строительства	34
1.3.2	Объёмно планировочные и конструктивные решения	34
1.3.3	Антикоррозионная защита	35
1.4	Технические решения по КИПиА и сигнализации	37
1.4.1	Общие данные	37
1.4.2	Объекты автоматизации	37
1.4.3	Приборы и средства автоматизации	38
1.4.4	Охранная сигнализация площадок	38

						«Исследование технологии реконструкции для участка магистрального газопровода»		
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>				
<i>Разраб.</i>		Вальтер Н.В.				<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Провер.</i>					<i>Оглавление</i>		9	103
<i>Реценз.</i>		Чухарева Н.В.				ИШПР ТПУ гр. 32Б4Д		
<i>Н. Контр.</i>								
<i>Утверд.</i>		Брусник О.В.						

1.5	Технические решения по электротехнической части	40
1.5.1	Электрохимическая защита	40
1.5.2	Электроснабжение крановых площадок	41
1.6	Технические решения по водоснабжению и водоотведению при гидроиспытаниях	43
1.6.1	Гидроиспытания	43
1.6.2	Участки предварительного испытания	44
1.6.3	Газопровод-отвод к ГРС-2	47
1.6.4	Участок МГ	47
1.7	Мероприятия по охране и рациональному использованию водных ресурсов	50
1.7.1	Состояние водной среды	53
2	РАСЧЕТНАЯ ЧАСТЬ	58
2.1	Общие данные	58
2.2	Расчетные сопротивления растяжению (сжатию)	59
2.3	Расчетная толщина стенки трубопровода	59
2.4	Проверка прочности и деформаций	60
2.5	Проверка общей устойчивости подземного трубопровода в продольном направлении в плоскости наименьшей жесткости системы	61
2.6	Проверка устойчивости трубопровода против всплытия	64
2.7	Горизонтальная и вертикальная составляющая воздействия внешних нагрузок на единицу длины трубопровода	65
3	СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ	67
3.1	Производственная безопасность	67
3.2	Анализ вредных факторов и мероприятия по их устранению	68
3.2.1	Превышение уровня шума	68
3.2.2	Повышенная запыленность и загазованность воздуха рабочей зоны	71

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата

3.2.3	Неудовлетворительные метеорологические условия на рабочем месте	72
3.2.4	Повреждения, в результате контакта с животными, насекомыми, пресмыкающимися	72
3.2.5	Недостаточная освещенность рабочей зоны	73
3.3	Анализ основных опасных факторов и мероприятия по их устранению	73
3.3.1	Движущиеся машины и механизмы производственного оборудования (в т.ч. грузоподъемные)	73
3.3.2	Электрическая дуга и металлические искры при сварке	74
3.3.3	Электрический ток	75
3.4	Пожарная и взрывная безопасность	75
3.5	Экологическая безопасность	76
3.6	Безопасность при чрезвычайных ситуациях	78
3.7	Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности	79
3.7.1	Специальные (характерные для проектируемой рабочей зоны) правовые нормы трудового законодательства	80
3.7.2	Организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны	82
4	ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ	83
4.1	Оценка коммерческого потенциала и перспективности проведения научных исследований с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения	83
4.1.1	Потенциальные потребители результатов исследования	83
4.1.2	Анализ конкурентных технических решений	84
4.1.3	SWOT анализ	86
4.2	Планирование научно исследовательских работ	88
4.2.1	Структура работ в рамках научного исследования	88

4.2.2	Определение трудоемкости выполнения работ	89
4.2.3	Разработка графика проведения научного исследования	90
4.3	Бюджет научно-технического исследования НТИ	91
4.3.1	Расчет материальных затрат НТИ	91
4.3.2	Расчет затрат на специальное оборудование для научных (экспериментальных) работ	92
4.3.3	Основная заработная плата исполнителей темы	93
4.3.4	Дополнительная заработная плата исполнителей темы	95
4.3.5	Отчисления во внебюджетные фонды (страховые отчисления)	95
4.3.6	Накладные расходы	96
4.3.7	Формирование бюджета затрат научно-исследовательского проекта	96
	Заключение	98
	Литература	99
	Приложение А	103

Введение

По газопроводу транспортируется газ потребителям Томской, Кемеровской, Новосибирской областей и Алтайского края. Максимальная пропускная способность газопровода – 8,2 млрд м^3 в год, рабочее давление газопровода – 55 $\text{кгс}/\text{см}^2$.

При проведении внутритрубной диагностики выявлено большое количество дефектов образовавшихся за 25-летний период эксплуатации. Устройство магистрального газопровода в однопозиционном исполнении не позволяет проводить ремонтные работы без прекращения транспорта газа.

Филиалом прорабатывался вариант «южный» капитального ремонта газопровода на участке путем строительства 2^{ой} нитки в одном коридоре с существующим газопроводом. В связи с наличием большого количества пересечений с другими коммуникациями, невозможностью прокладки нового газопровода без нарушений требований нормативных документов и с целью выноса газопровода за городскую черту, настоящей работой предлагается вариант «Северный».

Предусматривается реконструкция магистрального газопровода на участке трассы в следующем порядке:

- строительство второй нитки газопровода параллельно существующего технического коридора на расстоянии от 15 м до 60 м от существующего газопровода с выходом за городскую черту с газопроводами-отводами к ГРС-1/3 и ГРС-2;
- демонтаж существующего газопровода;
- подключение реконструируемого газопровода.

В связи с тем, что газопровод построен в соответствии с требованиями действующего в период строительства СНиП II-Д.10-62, он не соответствует современным требованиям в части надежности и

					«Исследование технологии реконструкции для участка магистрального газопровода»			
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата				
Разраб.		Вальтер Н.В.			<i>Введение</i>	Лит.	Лист	Листов
Провер.							13	103
Реценз.		Чухарева Н.В.				ИШПР ТПУ гр. 32Б4Д		
Н. Контр.								
Утверд.		Брусник О.В.						

безопасности на участках прилегающих к НГПЗ, на участках прилегающих к монтажным узлам, узлу запуска ОУ, переходах через автодороги и железные дороги, на пересечениях с ВЛ 110 ÷ 500 кВ, при прокладке в техническом коридоре с другими коммуникациями.

Высокая степень коррозионного износа труб, неудовлетворительное состояние противокоррозионного наружного покрытия труб, выполненного с применением полимерных пленок, прокладка газопровода в одном техническом коридоре с многочисленными промышленными и технологическими трубопроводами и коммуникациями и пересечения с ними, размещение в зоне минимальных разрывов от коллективных садов, жилых построек и др. сооружений требует срочного приведения газопровода в соответствие с современными требованиями в части обеспечения его безопасности.

Укладка второй нитки газопровода рассматривалась в двух вариантах:

1-й вариант «Южный» - укладка газопровода в пределах городской черты от ГПЗ в техническом коридоре с технологическими коммуникациями различного назначения и далее по территории региона;

2-ой вариант «Северный» предусматривает укладку газопровода от НВГПЗ в северном направлении за пределы городской черты и далее вдоль городской черты к существующей нитке газопровода на МГ.

					<i>Введение</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		14

1 Технологические решения

1.1.1 Характеристика варианта «Южный»

В результате проведенного анализа газопровода, было выявлено следующее :

- [REDACTED] газопровод следует слева по ходу газа в 15-30 м от действующего газопровода для обеспечения минимально допустимого расстояния от существующих административных зданий, расположенных в 100 м от существующего газопровода (минимально допустимое согласно СНиП 2.05.06-85* расстояние составляет 125 м при отнесении участка газопровода к категории «В»).

- [REDACTED] новая труба укладывается справа в 50 м от действующего МГ для обеспечения нормативных разрывов от изотермического хранилища и продуктопровода ШФЛУ, проложенного вдоль действующего МГ также справа по ходу газа.

- [REDACTED] новая труба укладывается слева по ходу газа на расстоянии 100 м от действующего для обеспечения разрыва от коридора 3-х существующих газопроводов, уложенных вдоль МГ (в 15 м от крайнего газопровода).

- [REDACTED] новая труба укладывается справа по ходу газа на расстоянии 50-60 м от существующего МГ с обеспечением разрыва 15 м от газопровода уложенного вдоль действующего МГ.

На участке [REDACTED] новая труба укладывается справа по ходу газа для обеспечения минимально допустимого расстояния от садоводческого общества «Кедровый», составляющего 160 м при отнесении участка газопровода к категории «В».

					НАЗВАНИЕ ДОКУМЕНТА			
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата				
Разраб.		Вальтер Н.В.			Технологические решения	Лит.	Лист	Листов
Провер.							15	103
Реценз.		Чухарева Н.В.				ИШПР ТПУ гр. 32Б4Д		
Н. Контр.								
Утверд.		Брусник О.В.						

Таблица 1.1 – основные показатели трассы

№№ п/п	Наименование показателей	Ед. измерен.	Количество
1.	Общая протяженность трассы	км	33,785
2.	Переход через железную дорогу общей сети	переход	1
3.	Переход через ж/д промышленного предприятия	переход	1
4.	Переход через автомобильную дорогу Iб, II категории	переход	3
5.	Переход через автомобильные дороги IV – V Категории	переход	14
6.	Одноточный переход через водную преграду с шириной зеркала воды до 10 м	переход	2
7.	Пересечения:		
	- кабели;	перес.	3
	- ВЛ 35 кВ; ВЛ 110 кВ; ВЛ 22 кВ	перес.	22
	- технологические и магистральные трубопроводы;	перес.	92
8.	- водоводы, канализация, илопроводы, теплотрасса	перес.	24
	Прокладка по болотам:		
8.	- I, II типа	км	12,795
	- III типа	км	0,8389

1.1.2 Характеристика варианта «Северный»

По результатам выполненных филиалом согласований с заинтересованными организациями и требованиями современных нормативных документов по реконструкции магистрального газопровода детальное положение трассы участка МГ следующее:

- газопровод следует слева по ходу газа в 15-30 м от действующего газопровода для обеспечения минимально допустимого расстояния от существующих административных зданий, расположенных в 100 м от существующего газопровода (минимально допустимое согласно СНиП 2.05.06-85* расстояние составляет 125 м при отнесении участка газопровода к категории «В»).

						Технологические решения	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата			16

На участке МГ трасса газопровода пересекает коридор подземных коммуникаций различного назначения, автодорогу Iб категории, автодорогу V категории, коридор ВЛ 110 кВ, железную дорогу общей сети, продуктопровод ШФЛУ, ВЛ 220, ВЛ 500 кВ и далее прокладывается в восточном направлении за городскую черту вне охранной зоны продуктопровода ШФЛУ 530 мм в обход предприятия «Автодор», садоводческих участков, эл/подстанции, кустов, промыслов.

В местах пересечений с коммуникациями газопровод предусматривается в защитном кожухе, кроме того трубопроводы предусмотрены в защитном кожухе над газопроводом.

По ходу следования трасса газопровода на участке пересекает р. Рязанский Еган; р. Большой Еган км ■■■; болота I, II, III типа; ВЛ 110-220 кВ ■■■; ■■■; ВЛ 220 ÷ ВЛ 500 кВ на ■■■, автодорогу IV категории на ■■■.

На участке газопровода км ■■■ и км ■■■ трасса проходит по городским землям. На данных участках газопровод «В» категории с удалением за городскую черту на расстояние до 175 м. На участке км 3.6 – 4.1 трасса согласована Управлением по природопользованию и экологии

На участке ПК 101+00 ÷ ПК 104+40 «В» категория газопровода в связи с приближением к садоводческим участкам.

На участке ПК 84+07 ÷ ПК 86+00 «В» категория газопровода в связи с приближением к городской черте менее 175 м. На участке км 12.85 – км 13.3 трасса согласована с управлением природопользования и экологии.

На участке ПК 150+00 ÷ ПК 158+00 газопровод сближается со складом ВВ на расстояние 730 м.

На км 21.7 газопровод выходит на трассу действующего газопровода. От км 21.7 до км 35.063 трасса газопровода прокладывается параллельно действующему газопроводу справа по ходу газа на расстояние 15 ÷ 60 м.

По ходу следования трасса газопровода пересекает автодороги V категории на км 22.7, км 26.7, км 32.1, км 35.3, автодорогу III категории – км 28, железную дорогу промышленного предприятия – км 26.8, коридоры ВЛ 110÷220 кВ на км 22.5, км 30.1.

					<i>Технологические решения</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		17

На участке ПК 327+00 ÷ ПК 330+08 «В» категория в связи с наличием в 77 м от трассы газопровода вертолетной площадки.

Газопровод на участке [REDACTED] имеет следующие монтажные узлы:

- узел запуска ОУ км 0.5;
- узел подключения газопровода-отвода Ду 100 к ГРС 1/3 км 3.7;
- узел подключения газопровода-отвода Ду 300 к ГРС-2 км 13.0;
- узлы линейных кранов Ду 1000 (км 1.9; км 13.0; км 21.4; км 31.6);
- узел подключения газопровода Ду 1000 от ГПЗ км 31.7.

На км 21.4 предусмотрена установка линейного крана Ду 1000 для повышения промышленной безопасности объекта в зоне развитой инфраструктуры вблизи городской черты, в условиях плотной застройки базами отдыха, садоводческими товариществами, наличия большого количества ВЛ 110÷500 кВ, для уменьшения облака газа при возникновении аварии.

Начальной точкой газопровода-отвода к ГРС-1/3 является узел подключения Ду 100 к магистральному газопроводу Ду 1000 на км 3.7. Конечной точкой газопровода-отвода является ГРС-1/3. От начальной точки трасса проложена в восточной направлении. По пути следования газопровод-отвод Ду 100 пересекает: полевые дороги – 4, газопровод, продуктопровод – 8, ВЛ 110 кВ – 1, ВЛ 6 кВ – 1, прокладка по болотам I типа – 507.8 м. Протяженность трассы 1642 м.

Рельеф по трассе равнинно-холмистый. Грунты представлены торфяниками, супесью твердой, текучей, пластичной, песками мелкими и пылеватыми.

Начальной точкой газопровода-отвода к ГРС-2 является узел подключения Ду 300 к магистральному газопроводу Ду 1000, Pp=5.4 МПа. Конечной точкой газопровода-отвода является ГРС-2. Протяженность трассы 1917.1 м.

От начальной точки трасса проложена в южном направлении. По пути следования газопровод-отвод Ду 100 пересекает: автодороги IV – V

					<i>Технологические решения</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		18

категорий – 2, ВЛ 110÷220 кВ – 4, ВЛ 10 кВ – 1, технологические трубопроводы – 14, водоводы, канализация – 2, прокладка по болотам I, II типа – 1234.7 м. Рельеф по трассе равнинно-холмистый.

Грунты представлены торфяниками, супесью твердой, супесью пластичной с прослойками суглинка или песка пылеватого. При пересечении с автодорогами IV-V категории угол пересечения составляет менее 90°, т.к. трасса новой нитки проложена параллельно техническому коридору и с целью сохранности лесов I категории.

Предусмотрено сооружение новой нитки газопровода не ниже II категории в связи с прокладкой в техническом коридоре газо- и нефтепроводов, а также с учетом многочисленных пересечений с ВЛ 110-500 кВ, установки монтажных узлов.

На подводных переходах, переходах через автодороги IV-V категорий, прилегающих участках на переходах через железные дороги и автодороги категорий Iб и II, на переходах через болота III типа, газопровод предусмотрен I категории. На км 34 существующего газопровода предусмотрен на участке 70 м, примыкающего к захлестному стыку, переизоляция, контроль сварных стыков радиографированием.

Грунты по трассе газопровода представлены супесью, суглинками, песками, торфяниками. Рельеф по трассе приурочен к типу низменных сильно заболоченных равнин широких речных долин. Средняя толщина почвенно-растительного слоя – 0.3 м.

1.1.3 Основные данные по климату в районе строительства

Температура наружного воздуха:

- абсолютно максимальная + 34⁰С
- абсолютно минимальная минус 55⁰С
- наиболее холодной минус 43⁰С
- максимальная температура грунта глубине оси газопровода 12.2⁰
- минимальная температура грунта на глубине оси газопровода 0.4⁰С
- средняя толщина снежного покрова 0.5 м

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

В результате проведенной проработки и сравнительного анализа вариантов «Южный» и «Северный» отмечено, что вариант «Южный»:

- не отвечает требованиям СНиП 2.05.06-85* п.1 табл.4 в пределах ГПЗ – км 20.4 трассы газопровода;
- имеет большое число пересечений с промышленными и технологическими трубопроводами, имеющими значительную степень коррозионного и износа, неудовлетворительное состояние противокоррозионного наружного покрытия труб;
- размещается в зоне минимальных разрывов от коллективных садов, жилых построек, эл/подстанций, зон и домов отдыха.

Данные нарушения не отвечают требованиям повышения промышленной безопасности объекта.

Вариант «Северный» проходит по городской черте по кратчайшей трассе за пределы городской черты и имеет наименьшее количество пересечений с промышленными и технологическими трубопроводами, что позволяет повысить промышленную безопасность объекта.

На основании вышеизложенного необходимо провести реконструкцию МГ на участке [REDACTED] путем строительства 2-ой нитки по варианту «Северный».

1.1.4 Подготовка к строительству 2-ой нитки газопровода

Подготовка к строительству газопровода должна включать комплекс организационно-технических мероприятий и инженерную подготовку газопровода и вдоль трассовых объектов.

При организационно-технической подготовке инженерно-техническим персоналом должна быть изучена проектно-сметная документация, разработан план производства работ с разработкой генерального плана реконструкции газопровода, планов и графиков производства работ, графиков поступления труб, арматуры, материалов, необходимых для строительства, разработкой транспортной схемы доставки

					<i>Технологические решения</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		20

грузов, технологических карт на сложные работы, инструкций на заполнение, промывку, испытание на прочность, проверку на герметичность, вытеснение воды газом и другие работы.

В процессе инженерной подготовки к строительству газопровода и вдольтрассовых объектов необходимо:

- обозначить на местности, как сам газопровод, так и пересечения со всеми коммуникациями, сближения со всеми коммуникациями, проложенными в охранной зоне газопровода;
- соорудить все необходимые временные проезды через газопроводы, нефтепроводы и другие коммуникации, необходимые для производства работ;
- построить временные подъезды к трассе газопровода, полевым городкам, местам стоянки и ремонта техники, хранения материалов, насосной станции;
- обеспечить связью ремонтно-строительные бригады с диспетчерской службой и ближайшей компрессорной станцией;
- выполнить строительство временных коммуникаций для обеспечения полевых городков, насосной станции, пунктов технического обслуживания техники и др. электроэнергией, водой, связью;
- на правом берегу р.Вах (км ■ по трассе газопровода) смонтировать насосную станцию, построить временный водозабор и трубопровод для подачи воды (водовод) к узлам запуска разделителей;
- соорудить временные земляные пруды-испарители для слива воды после гидроиспытаний.

1.1.5 Конструктивная характеристика газопровода

Выбор труб для строительства линейной части газопровода выполнен на основании:

- данных по климату в районе строительства;
- расчета труб на прочность;
- требований СНиП 2.05.06-85* «Магистральные трубопроводы»;

					<i>Технологические решения</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		21

- «Инструкции по применению стальных труб в газовой и нефтяной промышленности» 2000 г.

Для строительства линейной части газопровода приняты трубы с заводской изоляцией, изготавливаемые Челябинским трубным заводом:

- Труба 1020x9,5 17 Г2СФ – для участка НВГЗ – городская черта;
- Труба 1020x10,5 17 Г2СФ – для участков «В» категории, на переходах через железные, автомобильные дороги и на переходах через водные преграды;
- Труба 1220x14-17Г1С ГОСТ 10706-76* - для защитных кожухов на переходах через ж/д и автодороги;
- Труба 325x8-09Г2С ТУ 14-3-1128-2000 - для байпасов линейных кранов Ду 1000, газопровода-отвода Ду 300, узла подключения Ду 300;

В монтажных узлах предусмотрены краны газовые шаровые с пневмоприводом и пневмогидроприводом подземной установки исполнения ХЛ.

Сборка, сварка, контроль качества сварных соединений газопровода должны выполняться в соответствии с требованиями СНиП 2.05.06-85*, СНиП III-42-80*, ВСН 006-89, ВСН 012-88, РД 558-97.

При монтаже переходных колец, заглушек, днищ, вварке плетей предусматривается 100% радиографический контроль всех сварных монтажных стыков и дублирующий контроль ультразвуковым методом.

Сварные монтажные соединения, выполненные при монтаже заглушек, вварке плетей должны быть выполнены с соблюдением требований, предъявляемым к гарантийным сварным стыкам в соответствии с «Правилами безопасности при эксплуатации магистральных трубопроводов» (п.8.32 ÷ 8.40).

На линейных кранах Ду 1000 предусмотрена установка ААЗК-ТМ с аккумуляторами газа Ду 1000 в надземном исполнении с трубными проводками Ду 15 и отключающей арматурой Ду 15, Ду 20. Установка

					<i>Технологические решения</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		22

аккумуляторов газа предусмотрена и на узлах подключения газопроводов-отводов ГРС-1/3 и ГРС-2.

1.1.6 Противокоррозионная защита газопровода

Для противокоррозионной защиты газопровода и защитных кожухов предусматривается, применение трубопровода с заводским противокоррозионным покрытием, с изоляцией сварных монтажных стыков термоусаживающимися манжетами Терма-СТМП 450×2,4 с замком Терма-ЛКА 450×150 конструкции № 1 табл.1 ГОСТ Р 51164-98.



Рисунок 1.1 – манжета Терма-СТМП 450×2,4

Надземная поверхность кранов, трубопроводов и свечей, аккумуляторов газа покрывается алюминиевой краской светлых тонов на основе лака БТ-177 в 2 слоя по фенольноформальдегидной грунтовке ФЛ-013 с последующим нанесением предупредительных колец согласно ГОСТ 14202-69.

Крановые узлы изолируются в подземной части и на высоте до 150 мм над поверхностью земли мастичным покрытием конструкция № 12 табл. 1 ГОСТ Р51164-98. Для защиты противокоррозионной изоляции при балластировке предусмотрены мягкие пояса МПС-1020 ТУ 51-31323949-72-2001 и маты футеровочные МФ ТУ 51-31323949-88-2002.

1.1.7 Укладка газопровода

Предусмотрена подземная укладка труб газопровода параллельно рельефу местности по кривым упругого изгиба с применением колен машинного гнущего, изготавливаемых в соответствии с требованиями ГОСТ 24950-81.

Глубина расположения газопровода Ду 1000 предусмотрена в соответствии с требованиями СНиП 2.05.06-85* и техническими условиями владельцев пересекаемых коммуникаций.

Минимальные глубины расположения газопровода предусмотрены в соответствии с требованиями СНиП 2.05.06-85*:

- 1,4 м – под автомобильными и полевыми дорогами;
- 0,6 м – в болотистой местности, при отсутствии проезда;
- 1 м – на остальных участках газопровода.

Переходы газопровода и газопровода-отвода ГРС-2 через автомобильные дороги Iб, II, IV-V категорий предусмотрены в защитных футлярах из стальных труб 1220x14, 530x8 укладываемых бестраншейным способом (горизонтальным бурением). Концы футляров выведены на 25 м от бровок земляного полотна в обе стороны от дороги. На одном из концов футляра устанавливается вытяжная свеча Ду 50 высотой 5 м, на расстоянии не менее 25 м от подошвы земляного полотна автодороги. На пересечениях с полевыми дорогами постоянного пользования газопровод укладывается без защитных футляров. При этом газопровод защищается укладкой бетонных плит. Глубина заложения трубопровода должна быть не менее 1.4 м до верха трубы.

При пересечении нефтепроводов, газопроводов, продуктопроводов, кон-денсатопроводов, водоводов, илопроводов, канализации, теплотрасс, газопровод укладывается в соответствии с техническими условиями владельцев коммуникаций, но с разрывом не менее 0,35 м в свету. Все работы по вскрытию коммуникаций ведутся вручную в присутствии представителя эксплуатирующей организации.

					<i>Технологические решения</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		24

Переходы газопровода через водные преграды предусмотрены подземно с заглублением на 0,5 м ниже линии прогнозируемого предельного размыва русла в течение 25 лет, после окончания строительства, и не менее 1,0 м от естественных отметок дна. Укладка газопровода предусматривается с бровки траншеи.

Засыпка подводных траншей предусмотрена экскаватором и частично бульдозером. Переходы газопровода через болота I и III типа предусмотрены подземно с заглублением на 0,6 м до балластирующего груза, на болотах I и II типа, и по дну на болотах III типа. Укладка газопровода предусматривается с лежневой дороги. Засыпка траншей предусматривается экскаватором со сланей.

Для предотвращения всплытия газопровода на переходах через водные преграды на обводненных и заболоченных участках трассы, а также на переходах через водные преграды предусматривается его балластировка утяжелителями УБО-М-1020 (масса 3,378 т, объем 1,47 м³) с шагом 2,7 м и 2,9 м, на газопроводе-отводе ГРС-2.

Предусмотрена обсыпка газопровода минеральным грунтом.

В местах пересечений с коммуникациями укладка газопровода предусмотрена протаскиванием. Предусматривается восстановление срезок, предусматриваемых для прохода строительной колонны.

Для снижения продольных деформаций, возникающих при изменении температуры и давления газа при эксплуатации, замыкание газопровода в нитку необходимо выполнить при температуре наружной стенки не ниже минус 5⁰С.

Таблица 1.2 – Переходы газопровода через водные преграды

№№ п/п	Наименование водной преграды	Км по трассе газопровода	Глубина в межень (м)	Ширина русла по зеркалу воды (м)		Протяжен ность участка I- и (м)	Длина поймы, м	Примечание
				в межень	1% -ой обеспе При ченнос ГВВ			

1	р.Рязанский Еган	11	0,9	3,4	150	272,4	247,7	
2	р. Большой Еган	18,7	0,26	2,6	8,4	272,4	217,1	

1.1.8 Очистка внутренней полости газопровода, заполнение газопровода водой и гидроиспытания на прочность.

Предварительному гидроиспытанию на прочность и проверке на герметичность должны быть подвергнуты:

переход через автодорогу I категории в два этапа:

- 1 этап – участок категории «В» ПК 20+57 – ПК 22+06 на прочность давлением 113 кгс/см² с выдержкой в течение 24 часов, проверка на герметичность давлением 55 кгс/м² с выдержкой в течение 12 часов до укладки и засыпки;

- 2 этап – участок категории «В», совместно с прилегающими участками «В» категории ПК 19+06 – ПК 23+56, на прочность давлением 99 кгс/см² с выдержкой в течение 24 часов, проверка на герметичность давлением 55 кгс/см² с выдержкой в течение 12 часов после укладки;

- переходы через автодороги II категории в два этапа:

- 1 этап – участки категории «В» ПК 211а+38 – ПК 212а+29, ПК 260+60 – ПК 262+84 на прочность давлением 99 кгс/см² с выдержкой в течение 24 часов, проверка на герметичность давлением 55 кгс/м² с выдержкой в течение 12 часов до укладки и засыпки;

- 2 этап – участки категории «В», совместно с прилегающими участками I категории ПК 209а+63 – ПК 214а+04, на прочность давлением 85 кгс/см² с выдержкой в течение 24 часов, проверка на герметичность давлением 55 кгс/см² с выдержкой в течение 12 часов после укладки, участки категории «В», совместно с прилегающими участками I категории ПК 257+98 – ПК 263+34, на прочность давлением 85 кгс/см² с выдержкой в

течение 24 часов, проверка на герметичность давлением 55 кгс/см² с выдержкой в течение 12 часов после укладки;

- переход через железную дорогу общей сети в два этапа:

- 1 этап – участок категории «В» ПК 35+41 – ПК 36+60 на прочность давлением 113 кгс/см² с выдержкой в течение 24 часов, проверка на герметичность давлением 55 кгс/м² с выдержкой в течение 12 часов до укладки и засыпки;

- 2 этап – участок категории «В», совместно с прилегающими участками I категории ПК 33+91 – ПК 38+60, на прочность давлением 99 кгс/см² с выдержкой в течение 24 часов, проверка на герметичность давлением 55 кгс/см² с выдержкой в течение 12 часов после укладки;

- переходы через железную дорогу промышленных предприятий ПК 247+94 – ПК 249+17 до укладки и засыпки на прочность давлением 85 кгс/см² с выдержкой в течение 24 часов, проверка на герметичность давлением 55 кгс/м² с выдержкой в течение 12 часов;

- переход через р. Рязанский Еган ПК 98+02 – ПК 101+80 после укладки, но до засыпки на прочность давлением 85 кгс/см² с выдержкой в течение 12 часов, проверка на герметичность давлением 55 кгс/м² с выдержкой в течение 12 часов;

- переход через р. Большой Еган ПК 178+27 – ПК 181+00 после укладки, но до засыпки на прочность давлением 99 кгс/см² с выдержкой в течение 12 часов, проверка на герметичность давлением 55 кгс/м² с выдержкой в течение 12 часов;

- переходы через болота III типа ПК 141+41 – ПК 143+29, ПК 146+27 – ПК 146+36, ПК 157+93 – ПК 165+46 на прочность давлением 85 кгс/см² с выдержкой в течение 24 часов, проверка на герметичность давлением 55 кгс/м² с выдержкой в течение 12 часов;

- переходы через болота III типа ПК 216+00 – ПК 216+58 на прочность давлением 99 кгс/см² с выдержкой в течение 24 часов, проверка на герметичность давлением 55 кгс/м² с выдержкой в течение 12 часов;

					<i>Технологические решения</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		27

- пересечение с воздушными линиями электропередач напряжением 500 кВ ПК 41+32 – ПК 42+33, ПК 84+07 – ПК 85+07, ПК 129+44 – ПК 129+84, до укладки и засыпки на прочность давлением 99 кгс/см² с выдержкой в течение 24 часов, проверка на герметичность давлением 55 кгс/м² с выдержкой в течение 12 часов;

- переходы через трубопроводы до укладки и засыпки на прочность давлением 85 кгс/см² с выдержкой в течение 24 часов, проверка на герметичность давлением 55 кгс/м² с выдержкой в течение 12 часов;

- узлы линейных кранов км 1.9, км 13, км 21.4, км 31.6, км 31.7 после монтажа, но до засыпки на прочность давлением 82,5 кгс/см² с выдержкой в течение 2 часов, проверка на герметичность – при снижении давления до 55 кгс/м² с выдержкой в течение времени, необходимом для осмотра кранового узла;

прилегающий участок газопровода к узлу запуска ОУ (100 м) на прочность гидравлическим давлением 82,5 кгс/см² с выдержкой в течение 24 часов, проверка на герметичность давлением 55 кгс/м² с выдержкой в течение 12 чана прочность и проверка на герметичность должны проводиться после полной готовности участка (полной засыпки, обвалования, очистки полости, установки арматуры, катодных выводов, представления исполнительной документации).

Гидравлическое испытание магистрального газопровода и газопровода-отвода ГРС-2 на прочность предусмотрено давлением 82,5 кгс/см² (в нижней точке) с выдержкой в течение 24 часов, проверка на герметичность должна быть выполнена после снижения испытательного давления до 55 кгс/м² (в верхней точке) с выдержкой в течение не менее 12 часов.

Испытание на прочность газопровода-отвода ГРС-1/3 предусмотрено сжатым воздухом на прочность давлением 60,5 кгс/см² с выдержкой в течение 24 часов, проверка на герметичность давлением 55 кгс/см² с выдержкой в течение 12 часов.

					<i>Технологические решения</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		28

После окончания гидроиспытаний на прочность и проверки на герметичность из газопровода должна быть полностью удалена вода. Вытеснение воды из газопровода на участке [REDACTED] и газопровода-отвода ГРС-2 предусмотрено сжатым воздухом в пруд-испаритель.

Вытеснение воды из магистрального газопровода на участке [REDACTED] [REDACTED] предусмотрено газом с пропуском не менее 3^х поршней-разделителей в пруд-испаритель.

О производстве и результатах очистки внутренней полости газопровода, а также испытаниях на прочность и проверки на герметичность необходимо составить акты по формам ВСН 012-88 часть II.

Испытание на прочность и проверка не герметичность должны быть выполнены под руководством комиссии и по специальной инструкции разработанной с учетом местных условий, отражающая очередность, организацию, сроки, технологию и технику безопасности проведения работ. Инструкция должна быть согласована с газотехническим центром газового надзора и региональным органом Ростехнадзора России.

Внутритрубная дефектоскопия газопровода должна быть проведена в соответствии с требованиями ВРД 39-1.10-006-2000*, РД 51-2-97 после окончания строительства, перед вводом в эксплуатацию.

1.1.9 Подготовка существующих газопроводов к демонтажу

Подготовка к демонтажу существующих газопроводов должна включать комплекс организационно-технических мероприятий и инженерную подготовку газопровода и вдольтрассовых объектов.

При организационно-технической подготовке инженерно-техническим персоналом должна быть изучена проектно-сметная документация, разработан план производства работ с разработкой генерального плана демонтажа газопровода, планов и графиков производства демонтажа, разработкой транспортной схемы перевозки грузов, технологических карт на сложные работы.

					<i>Технологические решения</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		29

В процессе инженерной подготовки к демонтажу газопровода и вдольтрассовых объектов необходимо:

- обозначить на местности, как сам демонтируемый газопровод, так и пересечения со всеми коммуникациями, сближения со всеми коммуникациями, проложенными в охранной зоне газопровода;
- соорудить все необходимые временные проезды через газопроводы, нефтепроводы и другие коммуникации, необходимые для производства работ;
- построить временные подъезды к трассе газопровода, полевым городкам, местам стоянки и ремонта техники, хранения материалов;
- произвести очистку внутренней полости газопровода с удалением влаги и конденсата;
- освободить демонтируемый участок от газа с предварительным снижением давления газа, установкой силовых заглушек и выполнением мероприятий, исключающих возможность открытия запорной арматуры в процессе производства демонтажных работ;
- отключить станции катодной и дренажной защиты газопровода;
- обеспечить связью ремонтно-строительные бригады с диспетчерской службой и ближайшей компрессорной станцией;
- выполнить строительство временных коммуникаций для обеспечения полевых городков, пунктов технического обслуживания техники и др. электроэнергией, водой, связью.

1.1.10 Демонтаж существующих газопроводов

После проведения подготовительных работ производится демонтаж газопровода, монтажных узлов в соответствии с разработанным графиком.

Разработка траншей перед демонтажем газопровода на равнинных участках предусмотрена экскаватором, на заболоченных и обводненных участках предусматриваются лежневые дороги.

Все работы по демонтажу газопровода на пересечениях с трубопроводами, кабелями связи и силовыми кабелями должны

					<i>Технологические решения</i>	<i>Лист</i>
						30
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		

проводиться вручную, в присутствии представителя эксплуатирующей организации, организации-владельца.

Демонтируются трубы, монтажные узлы и установленные на обводненных, заболоченных участках, на переходах через водные преграды – чугунные грузы, армобетонные седловидные грузы, анкерные устройства, снимается старая полимерная изоляция.

1.1.11 Подключение испытанного участка к магистральному газопроводу

После вытеснения воды газом производится комплекс огневых работ по подключению построенного участка к магистральному газопроводу, в состав которых входит:

- вварка плети из труб 1020х9,5 17 Г2СФ ;
- вварка плети из труб 1020х10,5 17 Г2СФ;

Работы выполнить в соответствии с требованиями «Типовой инструкции по безопасному ведению огневых работ на газовых объектах; РД 09-364-00 «Типовая инструкция по организации безопасного проведения огневых работ на взрывоопасных и взрывопожароопасных объектах» Госгортехнадзор России; РД 558-97 «Руководящий документ по технологии сварки при производстве ремонтно-восстановительных работ на газопроводах».

1.1.12 Организация производства работ реконструкции газопровода

Для четкой организации производства реконструкции линейной части газопровода составить сетевой график производства работ, включающий в себя:

- подготовительные и некоторые основные работы;
- земляные и такелажные работы;
- сварочные работы и очистка трубопровода;

					<i>Технологические решения</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		31

- изоляционные работы;
- завершающие работы.

Для составления сетевого графика необходимо разработать план производства работ, использовать нормы продолжительности выполнения работ, установленные сроки ремонта и др.

График выполняется с учетом оптимального совмещения различных видов работ и обеспечения поточного метода их выполнения.

					<i>Технологические решения</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		32

1.2 Генеральный план

1.2.1 Генеральный план

На производственном участке 2-ой нитки магистрального газопровода предусматривается установка линейных кранов Ду 1000 ([REDACTED]) и узлов подключения на ГРС – 1/3; ГРС – 2; ГПЗ. На газопроводе-отводе к ГРС-2 предусмотрена установка охранного крана. На всех крановых площадках Ду 1000 предусматривается установка аккумулятора газа, стойки ААЗК, молниеотвода и стойки МС-5. На крановых площадках Ду 300 и Ду 100 располагаются аккумулятор газа, молниеотвод и стойка МС-5. На площадке охранного крана устанавливается молниеотвод и стойка МС-5.

Размещение сооружений на площадках крановых узлов произведено в соответствии с технологической схемой и соблюдением строительных норм и правил. Ограждение площадок выполняется из металлических секций, выполненных из прутка, по металлическим столбам. В ограждении устанавливаются две калитки.

Размер ограждения выполняется с учетом перспективной установки шкафа датчиков для приборов АСУ ТП. Покрытие площадок выполняется из песчано-гравийной смеси $h=0.10$ м.

Около площадок крановых узлов, на расстоянии 15 м от оси газопровода предусмотрена установка блок-бокса. При расположении крановых площадок на расстоянии не более 0.5 км друг от друга блок-бокс устанавливается один для группы этих кранов.

					«Исследование технологии реконструкции для участка магистрального газопровода»			
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата				
Разраб.		Вальтер Н.В.			Генеральный план	Лит.	Лист	Листов
Провер.							33	103
Реценз.		Чухарева Н.В.				ИШПР ТПУ гр. 32Б4Д		
Н. Контр.								
Утверд.		Брусник О.В.						

1.3 Архитектурно-строительные решения

1.3.1 Общие сведения о районе строительства

Подрайон строительства по СНиП 23-01-99 - IV.

Средняя температура наружного воздуха:

- наиболее холодных суток минус 47°C.

- наиболее холодной пятидневки минус 43°C.

Расчётный вес снегового покрова на 1 м² горизонтальной поверхности покрытия - 2.24 кПа (224 кг/м²) – V район - СНиП 2.01.07-85*.

Скоростной напор ветра на высоте до 10 м над поверхностью земли для II района по СНиП 2.01.07-85* – 0.30 кПа (30 кг/м²).

Сейсмичность района – 6 баллов.

В соответствии с материалами инженерно-геологических изысканий, основанием фундаментов служат суглинки от мягко до тугопластичных, непросадочные и супесь от пластичной до твердой непросадочная.

1.3.2 Объёмно-планировочные и конструктивные решения

На площадках предусматривается размещение аккумулятора импульсного газа 1000 в надземном исполнении, стойки ААЗК-ТМ, шкафов датчиков, молниеотводов, стойки МС-5 охранной сигнализации.

Аккумулятор импульсного газа заводской готовности монтируется на фундамент из монолитного бетона и крепится при помощи анкерных болтов. Под фундамент выполняется щебеночная подготовка.

Молниеотводы высотой 18, 14 и 12 метров и стойка МС-5 выполнены в виде стержня переменного сечения из металлических труб

					«Исследование технологии реконструкции для участка магистрального газопровода»			
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>				
<i>Разраб.</i>		<i>Вальтер Н.В.</i>			<i>Архитектурно- строительные решения</i>	<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Провер.</i>							34	103
<i>Реценз.</i>		<i>Чухарева Н.В.</i>				ИШПР ТПУ гр. 32Б4Д		
<i>Н. Контр.</i>								
<i>Утверд.</i>		<i>Брусник О.В.</i>						

устанавливаемых в пробуренные скважины с последующей заделкой скважин бетоном.

Стойка ААЗК-ТМ выполняется из прокатных профилей и устанавливается на фундаменте из монолитного бетона. Крепится при помощи болтов. Шкаф датчиков заводской готовности, антивандального исполнения устанавливается на высоте 600 мм от уровня земли, на металлическую раму из прокатных профилей. Металлическая рама опирается на сваи-стойки из металлических труб установленных в пробуренные скважины. Пазухи заделываются бетоном.

Ограждение – сварное из прокатных профилей по металлическим столбам квадратного сечения устанавливаемых в пробуренные скважины с последующей заделкой скважин бетоном.

Площадки блок-боксов телемеханики

Блок-бокс телемеханики заводской готовности с размерами в плане 2.0×2.0 м устанавливается на высоте 1.2 м от уровня земли на металлическую раму из прокатных профилей, опирающуюся на сваи-стойки из металлических труб. Для удобства обслуживания и эксплуатации блок-бокс снабжен металлической лестницей из прокатных профилей.

Площадки установок катодной защиты

Блок-бокс катодной защиты с размерами в плане 2.0×2.0 м устанавливается на высоте 1.2 м от уровня земли на металлическую раму из прокатных профилей, опирающуюся на сваи-стойки из металлических труб.

1.3.3 Антикоррозионная защита

Защита строительных конструкций от коррозии производится в полном соответствии со СНиП 2.03.11-85. Производство работ по антикоррозионной защите должно вестись согласно СНиП 3.04.11-85 «Защита строительных конструкций и сооружений от коррозии».

					<i>Архитектурно-строительные решения</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		35

Защиту металлических конструкций от коррозии производить эмалью ПФ-170 ГОСТ 15907-70* по грунтовке ГФ 021 ГОСТ 25129-82*. Общая толщина покрытия - 75 мкм.

Защиту необетонируемых закладных деталей и соединительных элементов железобетонных конструкций предусматривается лакокрасочными покрытиями.

					<i>Архитектурно-строительные решения</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		36

1.4 Технические решения по КИПиА и сигнализации

1.4.1 Общие данные

Работы выполнены в соответствии с действующими нормами и правилами.

Технические решения, принятые в рабочих чертежах соответствуют экологическим санитарно-гигиеническим, противопожарным и другим нормам и обеспечивают безопасную для жизни и здоровья людей эксплуатацию объекта при соблюдении предусмотренных рабочими чертежами мероприятий.

1.4.2 Объекты автоматизации

Объектами автоматизации являются:

- площадки линейных кранов;
- площадки крановых узлов газопроводов-отводов на ГРС 1/3 и ГРС 2;
- площадки узлов подключения.

Объем автоматизации по площадкам линейных кранов, газопроводов-отводов и узлов подключения предусматривает:

- замер давления газа до и после крана на стояках отбора, на АЗГ и на ресивере – по месту;
- автоматическое закрытие линейного крана при аварии на магистральном газопроводе независимо от места аварии (до или после крана по направлению транспортировки газа).

Это обеспечивается автоматом аварийного закрытия крана ААЗК-ТМ ТУ МГА 494000.007. Техническое устройство (ААЗК-ТМ) удовлетворяет требованиям СНиП 2.05.06-85* и «Правил технической эксплуатации магистральных газопроводов» ВРД 39-1.006-2000.

					«Исследование технологии реконструкции для участка магистрального газопровода»			
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>				
<i>Разраб.</i>		<i>Вальтер Н.В.</i>			<i>Технические решения по КИПиА и сигнализации</i>	<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Провер.</i>							37	103
<i>Реценз.</i>		<i>Чухарева Н.В.</i>				ИШПР ТПУ гр. 32Б4Д		
<i>Н. Контр.</i>								
<i>Утверд.</i>		<i>Брусник О.В.</i>						

1.4.3 Приборы и средства автоматизации

Для осуществления контроля и регулирования технологических параметров, автоматического управления устройствами предусматриваются контрольно-измерительные приборы и аппаратура.

Для реализации задач контроля и автоматизации применяются средства КИПиА, выпускающиеся отечественной промышленностью, имеющие разрешение Ростехнадзора России и включенные в Госреестр РФ.

Местный контроль температуры осуществляется техническими термометрами, давления – показывающими манометрами МП-3У.

Местные приборы, датчики и регулирующие органы устанавливаются на аппаратах и технологических трубопроводах.

Трубные проводки выполняются стальными трубами по ГОСТ 8734-75* и ГОСТ 3262-75* и прокладываются по конструкциям и технологическому оборудованию.

Монтаж аппаратуры выполнить в соответствии с инструкциями по эксплуатации соответствующих приборов и устройств, руководствуясь следующими нормативными документами:

1.4.4 Охранная сигнализация площадок

Охраняемыми объектами, оснащенными охранной сигнализацией, являются:

- площадки линейных кранов;
- площадки крановых узлов газопроводов-отводов на ГРС 1/3 и ГРС-2 г;
- площадки узлов подключения.

Охранная сигнализация площадок осуществляется путем создания сплошной объемной зоны обнаружения извещателем “Фон-3”. В случае перемещения в зоне обнаружения человека, неисправности и вскрытии

блока извещателя, при исчезновении напряжения питания приборов сигнал тревоги подается на «Лигард-03» в блок-бокс.

На охраняемых площадках предусматривается световая и звуковая сигнализация. Извещатель «Фон-3», оповещатель свето-звуковой «Лигард-Сигнал» и клеммная коробка размещаются на металлической стойке МС-5 на высоте 4 м; 3.5 м и 1.2 м соответственно.

Внешние сети сигнализации выполняются кабелями типа КММ; КВВГ; КВБбШв, прокладываемых по конструкциям, стенам и в земле на глубине 0.8 м.

При пересечении с коммуникациями кабели защищаются асбесто-цементными трубами.

					<i>Технические решения по КИПиА и сигнализации</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		39

1.5 Технические решения по электротехнической части

1.5.1 Электрохимическая защита

Планом реконструкции предусмотрены станции катодной защиты с преобразователями типа ПКЗ-ОПЕ-50-24-У1 исп.2, (5 шт.), расположенные в блок-боксах антивандального исполнения размером в плане 2.0 м x 2.0 м, глубинные анодные заземления, воздушные линии постоянного тока к анодным полям.

Блок-боксы с СКЗ устанавливаются на площадке металлической конструкции на уровне 1.2 м от земли, что исключает снежные заносы зимой и затопления станций в период паводковых вод весной.

Электроснабжение всех СКЗ предусмотрено по техническим условиям II категории надежности от вдольтрассовой ВЛ-6 кВ, запитанной от двух независимых источников: первый – от фидера № 405 с установкой в месте ответвления вакуумного реклоузера типа РВА//TEL, второй – от фидера ЭХЗ 33 км МГ, с установкой в месте ответвления вакуумного реклоузера типа РВА/TEL.

Станция катодной защиты №1 предусмотрена на узле запуска, км 0,5 по трассе газопровода.

СКЗ № 1 запитана через трансформаторную подстанцию 6/0,23 кВ кабелем АВВГ 3х16 протяженностью 120 м, проложенным в водогазопроводной трубе в связи с высокой пучинистостью грунтов.

Станция катодной защиты № 2 предусмотрена на км ■ по трассе газопровода. СКЗ № 2 запитана через трансформаторную подстанцию 6/0,23 кВ кабелем АВВГ 3х4 протяженностью 30м, проложенным в водогазопроводной трубе в связи с высокой пучинистостью грунтов.

					«Исследование технологии реконструкции для участка магистрального газопровода»			
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>				
<i>Разраб.</i>		Вальтер Н.В.			<i>Технические решения по электротехнической части</i>	<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Провер.</i>							40	103
<i>Реценз.</i>		Чухарева Н.В.				ИШПР ТПУ гр. 32Б4Д		
<i>Н. Контр.</i>								
<i>Утверд.</i>		Брусник О.В.						

Станция катодной защиты № 3 предусмотрена на км ■ по трассе газопровода. СКЗ № 3 запитана через трансформаторную подстанцию 6/0,23 кВ кабелем АВВГ 3х4 протяженностью 30м, проложенным в водогазопроводной трубе в связи с высокой пучинистостью грунтов.

Общая расчетная нагрузка отдельно расположенных станций катодной защиты равна 8 кВт.

Годовой расход активной электроэнергии по расчету составляет:

$$W_a = 68,16 \text{ тыс. кВт.ч/год}$$

Учет электроэнергии предусмотрен в блок – боксах СКЗ.

Дренажные кабели приняты марки ВВГ 1х50.

Контроль за потенциальным состоянием газопровода осуществляется посредством установки контрольно-измерительных пунктов (КИПов) по трассе с шагом в 1 км, совмещая их с километровыми отметками, а также на крановых узлах и на пересечениях с подземными стальными коммуникациями.

Все контрольно измерительные пункты оборудованы медносульфатными электродами сравнения ЭНЕС-1.

В местах пересечений газопровода с неизолированными нефтепроводами предполагается установить уравнивающие эквипотенциальные перемычки через блоки совместной защиты БДРМ.

1.5.2 Электроснабжение крановых площадок

Электроснабжение крановых площадок по трассе магистрального газопровода 2-я нитка предусмотрено от вдольтрассовой ВЛ-6 кВ для электрохимзащиты через трансформаторные подстанции 6/0,23 кВ кабелем АВВГ 3х6, проложенным в водогазопроводной трубе в связи с высокой пучинистостью грунтов.

					<i>Технические решения по электротехнической части</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		41

Общая расчетная нагрузка блок-боксов телемеханики на км ■■■ на подключении газопровода-отвода к ГРС 1/3, газопровода-отвода к ГРС-2 и на км ■■■ по трассе газопровода равна 24 кВт.

Годовой расход активной электроэнергии по расчету составляет:

$$W_a = 108 \text{ тыс. кВт.ч/год}$$

Учет электроэнергии предусмотрен в блок-блоках телемеханики.

СКЗ № 4 расположена в блок-боксе телемеханики на км ■■■, следовательно электроснабжение СКЗ № 4 является одновременно и электроснабжением блок-блока КП.

Блок-бокс телемеханики запитан через трансформаторную подстанцию 6/0,23 кВ кабелем АВВГ 3х6, проложенным в водогазопроводной трубе в связи с высокой пучинистостью грунтов.

Общая расчетная нагрузка КП телемеханики на равна 8 кВт.

Годовой расход активной электроэнергии по расчету составляет:

$$W_a = 44,04 \text{ тыс. кВт.ч/год}$$

Учет электроэнергии предусмотрен в блок-боксе телемеханики.

Молниезащита крановых площадок предусмотрена установкой на площадках молниеотводов.

Для заземления свечей, молниеотводов и технологических площадок крановых узлов выполняется заземляющее устройство из электродов 16 мм L=5 м, забиваемых в грунт и соединенных стальной полосой 4х40 мм.

					<i>Технические решения по электротехнической части</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		42

1.6 Технические решения по водоснабжению и водоотведению при гидроиспытаниях

1.6.1 Гидроиспытания

Участок магистрального газопровода [REDACTED] км Ду 1000, газопровод-отвод к ГРС-1/3 (участки предварительного испытания) и газопровод-отвод к ГРС-2, после предварительных испытаний, намечается подвергнуть гидравлическому испытанию на прочность и проверке на герметичность.

Испытание на прочность и проверка на герметичность должны быть выполнены под руководством комиссии по специальной инструкции, разработанной с учетом местных условий, отражающей очередность, организацию, сроки, технологию и технику безопасности проведения работ. Инструкция должна быть согласована с газотехническим центром газового надзора и региональным органом Ростехнадзора России.

Для производства гидроиспытаний должна быть использована вода, соответствующая 6-му классу чистоты жидкостей по ГОСТ 17216-2001 (с содержанием взвешенных веществ не более 200 мг/л при размере частиц не более 1 мм).

Гидравлическое испытание трубопроводов должно производиться преимущественно в теплое время года при положительной температуре окружающего воздуха. Для гидравлических испытаний должна применяться вода с температурой не ниже плюс 5°C и не выше плюс 40°C.

До начала проведения работ по испытанию газопровода должно быть выполнено следующее:

- проведен предварительный инструктаж всех рабочих и ИТР, занятых на работах по технической и пожарной безопасности, а также ознакомление с инструкцией по испытанию;
- определена охранный зона;

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата			
					«Исследование технологии реконструкции для участка магистрального газопровода»		
Разраб.		Вальтер Н.В.			Лит.	Лист	Листов
Провер.						43	103
Реценз.		Чухарева Н.В.			ИШПР ТПУ гр. 32Б4Д		
Н. Контр.							
Утверд.		Брусник О.В.					
					Технические решения по водоснабжению и водоотведению при гидроиспытаниях		

- за пределы охранной зоны выведены люди, строительные машины, механизмы и прочее оборудование;
- смонтирован опрессовочный и наполнительный агрегаты с обвязкой;
- смонтированы манометры за пределами охранной зоны;
- смонтированы самопишущие приборы регистрации давления;
- расставлены дежурные посты наблюдения и аварийные бригады;
- налажена надежная система связи.

Узел подключения агрегатов к трубопроводу должен быть предварительно испытан в течение 6 часов.

В состав основных работ по гидравлическому испытанию трубопровода входят:

- подготовка к испытанию;
- наполнение трубопровода водой;
- подъем давления до испытательного;
- испытание на прочность;
- сброс давления до рабочего;
- проверка на герметичность.

Объём водопотребления обусловлен геометрическими характеристиками испытываемого трубопровода (диаметром, длиной). Объём воды, вытесняемый по каждому участку, равен объёму, поступающему на данный участок.

При разработке подраздела составлен баланс водопотребления и водоотведения объекта. По окончании работ временные сооружения ликвидируются, а площадки рекультивируются.

1.6.2 Участки предварительного испытания

Предварительные испытания участков газопровода выполняются на переходах через водотоки, железную дорогу, автодороги II - V категории, линейные краны и т.д. Характеристика участков предварительного испытания показана в таблице 1.5.

					<i>Технические решения по водоснабжению и водоотведению при гидроиспытаниях</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		44

Таблица 1.5 - Характеристика участков предварительного испытания

№ п/п	Участок перехода	Расход воды для испытания, м ³
1	пересечение с коммуникациями ПК 0'+86,5 – ПК 1'+65,5	61
2	пересечение с коммуникациями ПК 1'+78 – ПК 2'+51,5	58
3	пересечение с коммуникациями ПК 2'+86 – ПК 3'+83	76
4	пересечение с а/д I кат. ПК 20+88 – ПК 23+31	383
5	пересечение с а/д IV кат. ПК 25+05 – ПК 25+79	58
6	пересечение с ж/д ПК 35+59 – ПК 38+01	381
7	пересечение с ВЛ 500 кВ ПК 41+32 – ПК 42+33	79
8	пересечение с а/д IV кат. ПК 45+22 – ПК 45+96	58
9	пересечение с ВЛ 500 кВ ПК 84+07 – ПК 85+07	79
10	пересечение с а/д V кат. ПК 87+82 – ПК 88+54	57
11	переход ч/з р. Рязанский Еган ПК 98+02 – ПК 101+80	297
12	пересечение с пр./пр. ШФЛУ ПК 111+53,2 – ПК 111+93,2	32 (вывоз стоков)
13	пересечение с пр./пр. ШФЛУ ПК 113+43,7 – ПК 113+83,7	32 (вывоз стоков)
14	пересечение с а/д IV кат. ПК 124+69 – ПК 125+49	63
15	пересечение с пр./пр. ШФЛУ ПК 128+04 – ПК 128+44	32 (вывоз стоков)
16	пересечение с ВЛ 500 кВ ПК 129+44,8 – ПК 129+84,8	32 (вывоз стоков)
17	пересечение с ВЛ 500 кВ ПК 130+38,8 – ПК 130+78,8	32 (вывоз стоков)
18	переход ч/з болото III типа ПК 141+41 – ПК 143+29	148
19	переход ч/з болото III типа ПК 146+27 – ПК 147+36	86
20	переход ч/з болото III типа ПК 157+93 – ПК 165+46	600
21	пересечение с ВЛ 500 кВ ПК 166+91 – ПК 167+92	79 (вывоз стоков)
22	переход ч/з р. Большой Еган ПК 178+27 – ПК 181+00	214
23	пересечение с ВЛ 500 кВ ПК 189+58,6 – ПК 189+98,6	32 (вывоз стоков)
24	пересечение с газопроводом ПК 216+00 – ПК 216+58	46 (вывоз стоков)
25	пересечение с а/д IV кат. ПК 209а+63 – ПК 214а+04	432
26	пересечение с а/д ПК 246+98 – ПК 247+62	50

27	пересечение с ж/д ПК 247+94 – ПК 249+4,17	97
№	Участок перехода	Расход воды для
п/п		испытания, м3
28	пересечение с а/д IV кат. ПК 257+98 – ПК 258+67	54
29	пересечение с газопроводом ПК 257+98 – ПК 263+34	597
30	пересечение с а/д IV кат. ПК 299+95 – ПК 300+69	58
31	пересечение с а/д V кат. ПК 324+43 – ПК 325+25	64
32	крановые узлы на км 1,9; км 3,8; км 13; км 21,4; км 31,6; км 31,7	11 (ВЫВОЗ СТОКОВ)
	Всего	4378
<i>Газопровод-отвод к ГРС-1/3</i>		
1	пересечение с продуктопроводом	0,5 (ВЫВОЗ СТОКОВ)
2	пересечение с продуктопроводом	0,5 (ВЫВОЗ СТОКОВ)
3	пересечение с газопроводом	0,5 (ВЫВОЗ СТОКОВ)
4	пересечение с газопроводами	1,0 (ВЫВОЗ СТОКОВ)
	Всего	2,5
<i>Газопровод-отвод к ГРС-2</i>		
1	пересечение с а/д	8 (ВЫВОЗ СТОКОВ)
2	пересечение с коммуникациями	20 (ВЫВОЗ СТОКОВ)
3	пересечение с газопроводом и крановый узел	3 (ВЫВОЗ СТОКОВ)
4	пересечение с газопроводом	3 (ВЫВОЗ СТОКОВ)
5	пересечение с а/д	5 (ВЫВОЗ СТОКОВ)
6	пересечение с ж/д	3 (ВЫВОЗ СТОКОВ)
	Всего	42
	ИТОГО	4423

Предварительные испытания участков газопровода и газопроводов-отводов выполняются наполнительно-опрессовочным агрегатом. Вода – привозная. Вытеснение воды из полости трубопровода осуществляется сжатым воздухом в пруд-испаритель или в промежуточную емкость с вывозом стоков в близлежащий пруд. Пруды-испарители располагаются за пределами водоохранной зоны водотоков.

					Технические решения по водоснабжению и водоотведению при гидроиспытаниях	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		46

1.6.3 Газопровод-отвод к ГРС-2

Испытание газопровода-отвода на прочность и проверка на герметичность выполняется наполнительно-опрессовочным агрегатом, который устанавливается на плите по щебеночной подготовке с высотой слоя не менее 100 мм. Обвязочные трубопроводы из стальных труб прокладываются надземно, по низким опорам. На всасывающей линии насоса устанавливается стальная задвижка, а на напорной - стальная задвижка, обратный клапан и манометры. Вытеснение воды из полости трубопровода осуществляется сжатым воздухом в пруд-испаритель.

1.6.4 Участок МГ

Заполнение полости трубопровода водой производится наполнительными агрегатами. Для заданного технологического процесса оптимальная скорость заполнения составляет 1 км/час. Такая скорость обеспечивается при расходе воды в час, равном объему 1 км трубопровода 1020 мм, т.е. 785 м³/час. В связи с этим, для заполнения полости трубопровода водой, можно рекомендовать наполнительные агрегаты марки АН – 501 производительностью 480 м³/ч и напором 138 м каждый, в количестве 2-х рабочих и одного резервного, соединенных параллельно. Минимальный требуемый напор наполнительного насоса определен с учетом разности геометрических отметок между наивысшей точки газопровода (58.60 м) и урезом воды (32.70 м), и потерь напора по трассе (20 м).

Заливка насосов и их всасывающих линий осуществляется от специального передвижного самовсасывающего насоса типа АНС производительностью 60 м³/ч и напором 25 м (в количестве 1 комп.).

Забор воды на нужды гидроиспытаний в количестве 31029 м³ предусмотрен.

Время заполнения полости трубопровода водой при 95% обеспеченности расходов воды в реке принимается равное 33,8 часа. Расчётное водопотребление составляет 0,267 м³/с.

					<i>Технические решения по водоснабжению и водоотведению при гидроиспытаниях</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		47

После заполнения внутренней полости трубопровода водой, газопровод подвергается гидравлическому испытанию на прочность давлением 82.5 кгс/см² (в нижней точке) с выдержкой в течение 24 часов и проверке на герметичность после снижения испытательного давления до 55 кгс/см² (в верхней точке) с выдержкой в течение не менее 12 часов, опрессовочным агрегатом марки Азинмаш -32 производительностью 12 – 51м³/ч и напором 16 – 4 МПа, располагаемым на площадке в 100 м от его оси.

На данной площадке устанавливаются три емкости по 25 м³ каждая, которые необходимы для работы опрессовочного агрегата. Заполнение емкостей предусматривается по водоводу от водозабора с ответвлением к данным емкостям. На обвязочных трубопроводах отключающая арматура обслуживается вручную. Контроль уровней в емкостях выполняется по месту.

Вытеснение воды из полости трубопровода осуществляется с пропуском разделителей на открытый конец, перемещаемых под давлением газа. Скорость перемещения поршня-разделителя при удалении воды должна составлять не менее 5 км/ч.

Временный водозабор устраивается без нарушения русловых режимов реки. Речной трубчатый затопленный водозабор предназначен для производственного водоснабжения процесса гидроиспытаний. Водоприемник - руслового типа малой производительности (менее 1 м³/с) с фильтрующим способом приема воды, представляющего собой водоприёмный оголовок с отсыпанной предохранительной дамбой из щебня с 70 % эффективностью по рыбозащите и необходимой пропускной способностью по воде.

Площадку водозабора предлагается расположить в пойме реки. Вакуумметрическая высота всасывания насосов должна быть не менее 4,0 м (для обеспечения работы при геометрической разности отметок оси насоса и уреза воды в реке с учетом потерь напора по длине во всасывающих линиях и в насосах).

Обвязочные трубопроводы из стальных труб прокладываются надземно, по низким опорам. На всасывающих линиях насосов

					<i>Технические решения по водоснабжению и водоотведению при гидроиспытаниях</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		48

устанавливаются стальные задвижки, а на напорных - стальные задвижки, обратные клапаны и манометры. Водовод от водозабора до площадки опрессовочного агрегата прокладывается подземно (0,4 м – 1,0 м) на выровненном основании из естественного грунта ненарушенной структуры с устройством необходимой запорной арматуры. Участок водовода, прокладываемый в пойме реки на глубине 0.4 м, через 12 м перекрывается фундаментными блоками (в качестве пригрузов).

При выходе с площадки водозабора и перед врезкой в газопровод на напорном водоводе предусматривается установка манометра и запорной арматуры.

Водовод подлежит предварительному и приемочному гидравлическому испытанию на давление, равное 1,25 испытательного давления трубопровода в течение 6 часов.

По окончании испытания газопровода, единовременные трубопроводы демонтируются, а на место их врезки привариваются постоянные заглушки.

Диаметр водовода от водозабора до газопровода - Ду 400.

После гидравлического испытания трубопроводов из них должна быть полностью удалена вода. Использованная вода после гидроиспытаний отводится в пруд-испаритель для испарения и фильтрации, сооружаемый в виде котлована. В месте выпуска воды в пруд отводящая труба укладывается на железобетонный блок. Дно пруда и стенки на высоту не менее 1 м по нижнему откосу вымощены гравием с устройством водобойной металлической плиты. Во избежание случайного попадания в пруд-испаритель людей и животных, предусматривается его обвалование и ограждение по периметру металлической сеткой (в соответствии с требованиями техники безопасности). При гидроиспытаниях в стоках возможно содержание взвешенных веществ (грунт, сварочный град, окалина – условно принимаем 50 мг/л). После отстаивания содержание возможных взвесей снизится до фоновых значений. По окончании проведения гидроиспытаний (после фильтрации и испарения) пруд испаритель подлежит засыпке, а его площадка - полной рекультивации.

					<i>Технические решения по водоснабжению и водоотведению при гидроиспытаниях</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		49

1.7 Мероприятия по охране и рациональному использованию водных ресурсов

Виды работ в части водоснабжения и водоотведения при строительстве 2 – ой нитки магистрального газопровода на участке ██████████:

- строительство временного водозабора и временного водовода в пойме реки для проведения гидравлических испытаний реконструируемого магистрального газопровода;
- строительство временных водоводов и организация площадок под наполнительно-опрессовочного агрегата для проведения предварительных гидравлических испытаний участков газопровода;
- строительство временных прудов испарителей и временных отводящих трубопроводов для приема воды, использованной при гидроиспытании самого газопровода и участков предварительного испытания.

Строительство водовода для подачи воды на гидроиспытание и организация площадки под водозабор введется в пойме реки. Площадь водоохраной зоны и прибрежных защитных полос, отводимых во временное пользование составляет 1.46 га.

Реализация предусмотренных решений при строительстве и демонтаже газопроводов окажет следующее влияние на состояние водных ресурсов:

- пересечение трубопроводом рек Рязанский Еган и Большой Еган;
- временное нарушение береговых склонов, русла, поймы и площади водоохранной зоны пересекаемых водотоков;
- создание дополнительной мутности в водотоках.

Расчет поля мутности и определение границ зоны предельно-допустимой концентрации взвешенных частиц грунта определен согласно: «Правилам охраны поверхностных вод от загрязнения сточными водами» и

					«Исследование технологии реконструкции для участка магистрального газопровода»			
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>				
<i>Разраб.</i>		Вальтер Н.В.			<i>Мероприятия по охране и рациональному использованию водных ресурсов</i>	<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Провер.</i>							50	103
<i>Реценз.</i>		Чухарева Н.В.				ИШПР ТПУ гр. 32Б4Д		
<i>Н. Контр.</i>								
<i>Утверд.</i>		Брусник О.В.						

«Временным указаниям по оценке повышения мутности при землечерпательных работах, проводимых для обеспечения транзитного судоходства на реках и учету ее влияния на качество воды и экологию гидробионтов».

Строительные работы в русле на переходах газопровода оказывают влияние на зоопланктон, зообентос и ихтиофауну рассматриваемых водотоков.

Для предупреждения негативного воздействия объекта на состояние рыбных запасов определены:

- факторы воздействия объекта на условия формирования рыбных запасов в используемом водотоке (работы при монтаже, берегоукрепление и забор воды);
- границы акватории, попадающей в зону влияния объекта;
- характер и степень воздействия каждого фактора на рыбные запасы;
- состав и объем необходимых рыбоохранных или восстановительных мероприятий.

Для уменьшения негативного влияния строительства на рыбные ресурсы выполнение земляных работ на переходах через водотоки предусматривается во внерестовый период; отвал грунта при разработке траншей - во временный отвал на берегу.

В целях компенсации ущерба, наносимого земляными работами рыбному хозяйству, предусматривается определение его в денежном выражении.

Для успешного решения проблем экологической безопасности строительства и эксплуатации подводных переходов особое значение приобретает получение достоверных исходных данных, позволяющих точно определить:

- плановое положение трубы подводного перехода;
- положение трубы в грунте под толщей воды;
- характеристики грунта засыпки и в подошве траншеи;

- остаточную толщину стенки трубы, для оценки возможности дальнейшей безопасности эксплуатации.

Принятые инженерно-технические решения направлены на минимизацию отрицательных воздействий на водные ресурсы:

- полная герметизация транспорта газа;
- комплексная автоматизация технологического процесса;
- 100% контроль сварных стыков методом радиографирования;
- защита трубопроводов и оборудования от почвенной коррозии антикоррозийной изоляцией усиленного типа и электрохимзащитой;
- испытание трубопроводов на прочность и герметичность,
- водозабор размещен за пределами нерестилищ, зимовальных ям, участков интенсивной миграции и большой концентрации личинок и молоди рыб, заповедных зон,
- для снижения воздействия строительной техники на почвенно-растительный покров, строительные работы предусмотрены в осенне-зимний период,
- засыпка береговых траншей с превышением над уровнем поверхности земли для восстановления естественных отметок рельефа после естественного уплотнения грунта засыпки,
- выполнение работ по рекультивации на месте разработки береговых траншей.

На площади водоохранной зоны исключается:

- размещение стоянок строительной техники,
- заправка строительной техники ГСМ,
- ремонт, мойка строительной техники.

Заправка строительной техники ГСМ будет производиться при помощи автозаправщиков за пределами водоохранной зоны водотоков, с обязательным применением инвентарных металлических поддонов, на случай пролития ГСМ на землю.

На территории проведения гидроиспытаний подземные воды не загрязняются. Потребляемая и отводимая после гидроиспытаний вода не

					<i>Мероприятия по охране и рациональному использованию водных ресурсов</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		52

содержит загрязняющих веществ в недопустимых пределах (содержание веществ в воде, отводимой от гидроиспытаний, после пребывания в пруде-испарителе не превышает фоновых значений).

В связи с отсутствием поступления новых загрязнений в используемую исходную воду, при гидроиспытаниях контролю подлежат только содержание взвешенных веществ.

Качество воды, используемой для гидроиспытаний, определяется аттестованными лабораториями Заказчика или соответствующих Государственных органов надзора.

1.7.1 Состояние водной среды

Описание участка работ. Река Большой Ёган вытекает из озера, расположенного в 3 км восточнее озера Кымылэмтор, и впадает справа в р. Обь на 1720 км от устья. Площадь водосбора составляет 95.2 км², длина реки 30 км.

Слабоизвилистые участки русла р. Большого Ёгана в верхнем течении чередуются с озёровидными расширениями. Ширина русла в расчётном створе до 7 м, средняя глубина 0.5 м, скорость течения в половодье составляет 0.5 – 0.7 м/с, в межень уменьшается до 0.2 м/с. Газопровод пересекает реку на 23 км от устья, площадь водосбора до расчётного створа 38.0 км².

Река Рязанский Ёган вытекает из озера, расположенного в 1,5 км южнее озера Кымылэмтор, и впадает в одну из протоков р. Оби – Большую Рязанку. Площадь водосбора составляет 42 км², длина реки 15 км. Газопровод пересекает реку на 12 км от устья, площадь водосбора до расчётного створа 10.0 км.

Ширина русла Рязанского Ёгана составляет в расчётном створе 3 м, глубина 14 м, скорость течения 0,4-0,6 м/с в половодье и уменьшается до 0.1 - 0.2 м/с в межень.

Реки Большой Ёган и Рязанский Ёган протекают по лесной заболоченной местности; извилисты (коэффициент извилистости 1.0), с

					<i>Мероприятия по охране и рациональному использованию водных ресурсов</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		53

малыми уклонами (до 5-7 см на 1 км) и со слабовыраженными водоразделами. Русла рек песчаные, в летний период зарастают растительностью.

Водоохранная зона рек – 100 м.

Гидрологическая изученность. Водный режим рек Большой Ёган и Рязанский Еган не изучен. Характеристика водного режима рек Большой Ёган и Рязанский Ёган составлена по материалам наблюдений на реках-аналогах.

Расчётные характеристики стока и уровней воды в створах переходов определены согласно СП 33-101-2003. Уровни воды приведены в отметках Балтийской системы высот, в которой выполнены топографические работы.

Водный режим. В питании Большой Ёган и Рязанский Ёган основную долю занимают талые воды.

Весенний подъём уровня на реках Большой Ёган и Рязанский Ёган начинается в конце апреля, пик половодья проходит в первой декаде мая. Высота подъёма половодья 0.5 - 12 м. Интенсивность нарастания уровня в этот период 4 - 10 см/сутки. Спад весеннего половодья обычно заканчивается в июне. Нередко оно сливается с летними дождевыми паводками. В период половодья происходит почти ежегодное затопление поймы. Продолжительность стояния воды на пойме менее 20 дней. Затяжной спад и выпадение летне-осенних дождей обуславливают высокие уровни в межень. Низшие летне-осенние уровни чаще всего приходятся на сентябрь. Минимальные годовые уровни воды наблюдаются в зимний период.

Уровни определены гидравлическим методом. Расчетный уровень 20-ти дневного стояния в половодье 10% обеспеченности определены по гидрографу.

Уровни воды различной обеспеченности в створах перехода газопровода

Подъём уровня на р. Вахе начинается во второй половине апреля со средней интенсивностью 10-15 см в сутки. Весеннее половодье на реке значительно меньше по объёму, в сравнении с обским половодьем, проходит

					<i>Мероприятия по охране и рациональному использованию водных ресурсов</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		54

раньше, на фоне интенсивного подъёма уровня на Оби и при достижении отметок 38 м на водный режим р. Вах на рассматриваемом участке оказывает влияние Обь. Вследствие возникающего подпора уровни воды в створе водозабора определяются уровнями Оби.

Максимальные уровни воды в створе водозабора наблюдаются в годы с наиболее высокими половодьями на Оби, сопровождающимися затоплением поймы. В первой половине июня уровень воды достигает максимального значения. Высота подъёма уровня составляет 5 - 6 м, в многоводные годы достигает 9 м. С падением уровня на Оби влияние подпора ослабевает.

Максимальные расходы воды отмечаются в период прохождения весеннего половодья и достигают 2500 - 3500 м³/с.

В период летне-осенней межени на р. Вах устанавливается естественный режим уровней, который прослеживается и на протяжении зимней межени.

Минимальные уровни воды в летне-осенний период наблюдаются чаще всего в августе-сентябре.

Минимальный среднемесячный расход воды 95% обеспеченности в летне-осенний период равен 370 м³/с, скорость течения – 0.27 м/с, ширина реки – 250 м, средняя глубина – 5.5 м.

Минимальные зимние уровни и расходы воды отмечаются в марте-апреле и являются минимальными в году. Расходы воды в этот период составляют 200 - 250 м³/с.

Уровни воды различной обеспеченности р. Вах в створе водозабора. Ледовый режим, температура воды. Река Вах на рассматриваемом участке не замерзает из-за сброса вод с ТЭЦ г.

В середине мая на р. Вах наблюдается ледоход. Скорость движения льдин составляет 0.3 – 0.5 м/с. Продолжительность ледохода 5-7 дней.

Наступление холодов и понижение температуры воды до 0 вызывает на реках Большой Ёган и Рязанский Ёган появление ледяных образований - заберегов. Замерзают реки в конце октября.

Максимального значения толщина льда достигает обычно в конце марта и равна 0.5 м, на перекатных участках реки промерзают до дна.

Процесс весеннего разрушения льда начинается с появления талой воды на его поверхности, обычно это наблюдается во второй половине апреля. Лёд постепенно тает на месте.

Максимальная температура воды на рассматриваемых водотоках отмечается в июле и достигает 22-27 С. Переход температуры воды весной через +12 С наблюдается в среднем 5 июня, осенью - 5 сентября. Переход температуры воды в р. Вах через 0.2 С осенью происходит 24 октября, весной – 10 мая.

Переход температуры воды в водотоках Большой Ёган и Рязанский Ёган через 0,2 С осенью происходит в первой декаде октября, весной – в конце апреля. Режим наносов, деформации русла. Максимальное количество взвешенных наносов в водотоках Большой Ёган и Рязанский Ёган отмечается в период прохождения весеннего половодья, составляя в среднем 80% его годовой величины. Максимальное значение мутности в этот период достигает 100 г/м³, на спаде половодья уменьшается до 10 г/м³. В летне-осенний меженный период средняя мутность воды в реке уменьшаются до 2 - 5 г/м³.

По гранулометрическому составу донные наносы представлены мелкими песками с преобладанием частиц диаметром 0.1 – 0.05 мм.

Русло р. Рязанский Ёган в пределах рассматриваемого участка меандрирует; тип руслового процесса – свободное меандрирование. Трасса газопровода пере-секает реку ниже излучины. Правый берег слабоогнутый, высотой 1.0 – 1.5 м, сложен суглинками. Расчётное плановое смещение русла в сторону подмываемого правого берега на период 25 лет с учётом развития выше расположенной излучины и строительных работ составит 4 м. Вертикальный размыв дна, сложенного мелкими заиленными песками, не превысит 0.5 м.

Русло р. Большой Ёган в пределах рассматриваемого участка меандрирует; тип руслового процесса – свободное меандрирование. Трасса

					<i>Мероприятия по охране и рациональному использованию водных ресурсов</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		56

газопровода пересекает реку на прямолинейном участке реки. Берега низкие, торфяные. Плановых деформаций русла не наблюдается. Вертикальный размыв дна, сложенного мелкими заиленными песками, не превысит 0.5 м.

Гидрохимическая характеристика. В химическом составе воды в течение всего года преобладают гидрокарбонатные ионы в хорошо выраженной степени. Вода относится к маломинерализованным. Минерализация колеблется от 20-30 мг/л в половодье до 80-100 мг/л в межень.

Величина рН находится в пределах 7 - 8.

Согласно лабораторным исследованиям, вода в реке без запаха, бесцветная, жёсткость - в пределах 0.5 - 12 мг экв/л.

В воде присутствуют взвешенные вещества в количестве 2.5 мг/л, БПК – 1.5 - 2.5 мг/л, АПАВ – 0,05-0.1 мг/л, нефтепродукты – 0.02 - 0.06 мг/л.

В химическом составе воды рек в течение всего года преобладают гидро-карбонатные ионы в хорошо выраженной степени. Вода маломинерализованная, минерализация составляет 15-20 мг/л.

Величина рН находится в пределах 5-6.

					<i>Мероприятия по охране и рациональному использованию водных ресурсов</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		57

2. Расчетная часть

2.1 Общие данные

Рабочее давление: $P = 5,4$ МПа;

Труба прямошовная $D_H = 1020$ мм, марка стали 17 Г2СФ , 17Г1С;

Номинальные толщины стенки δ_n , мм: 9,5; 10,5;

Предел прочности: $\sigma_{вр} = 530$ МПа, $\sigma_T = 363$ МПа,

$K_1 = 1,4$ коэффициент надежности по материалу, принимаемый соответственно по табл. 9 и 10 СНиП 2.05.06-2000;

Модуль упругости стали: $E = 2,06 \cdot 10^5$ МПа;

Плотность стали $P_{ст} = 7850$ кг/м³;

Продукт перекачки: газ;

Коэффициент линейного расширения металла трубы: $\alpha = 1,2 \cdot 10^{-5}$;

Коэффициент поперечной деформации в стадии упругой работы металла (коэффициент Пуассона): $\mu = 0,3$;

Категория участка – I;

Температурный перепад: $\Delta t = \pm 35,9$ °С;

Минимальный радиус упругого изгиба: $\rho \geq 1220 D_H$;

Изоляционные материалы: полимерно-битумное покрытие ТИАЛ-ЛО;

Грунт (суглинок): $\gamma_{гр} = 19$ кН/м³;

Высота слоя засыпки от верхней образующей трубопровода до поверхности грунта $h = 1,0$ м;

Характеристика грунта:

$C_{гр} = 6 - 20$ кПа;

$\varphi_{гр} = 17 - 22$ град;

$K_0 = 20$ МН/м³.

					«Исследование технологии реконструкции для участка магистрального газопровода»			
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата				
Разраб.		Вальтер Н.В.			Расчетная часть	Лит.	Лист	Листов
Провер.							58	103
Реценз.		Чухарева Н.В.				ИИШПР ТПУ гр. 32Б4Д		
Н. Контр.								
Утверд.		Брусник О.В.						

2.2 Расчетные сопротивления растяжению (сжатию).

$$R_1 = \sigma_{sp} \cdot \frac{m}{K_1 \cdot K_n}; \quad (2.1)$$

$$R_2 = \sigma_m \cdot \frac{m}{K_2 \cdot K_n}, \quad (2.2)$$

где $m = 0,825$ – коэффициент условий работы трубопровода, принимаемый по табл. 1 [23];

$K_n = 1$ – коэффициент надежности по назначению трубопровода, зависящий от его диаметра (для $D_n \leq 1000$ мм $K_n = 1$, для $D_n = 1200$ мм $K_n = 1,05$);

$$\frac{\sigma_T}{\sigma_{вр}} = \frac{363}{530} = 0,68, \quad (2.3)$$

тогда $K_2 = 1,4$ – коэффициент надежности по материалу, принимаемый соответственно по табл. 11 и 12 [23];

$$R_1 = 530 \cdot \frac{0,75}{1,4 \cdot 1,0} = 270,0 \text{ МПа};$$

$$R_2 = 363 \cdot \frac{0,75}{1,4 \cdot 1,0} = 185 \text{ МПа}.$$

2.3 Расчетная толщина стенки трубопровода

Толщина стенки трубы складывается из следующего выражения:

$$\delta = \frac{n \cdot P \cdot D_n}{2 \cdot (R_1 + n \cdot P)}, \quad (2.4)$$

где $n = 1,1$ – коэффициент надежности по нагрузке, принимаемый по табл. 15, [23];

$$\delta = \frac{1,1 \cdot 5,4 \cdot 1020}{2 \cdot (270 + 1,1 \cdot 5,4)} = 9,3 \text{ мм}.$$

Ориентировочно принимаем толщину стенки $\delta = 9,5$ мм.

Кольцевые напряжения от внутреннего давления:

					<i>Расчетная часть</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		59

$$\sigma_{\text{кц}} = \frac{n \cdot P \cdot D_{\text{BH}}}{2 \cdot \delta}, \quad (2.5)$$

$$\sigma_{\text{кц}} = \frac{n \cdot P \cdot D_{\text{BH}}}{2 \cdot \delta} = \frac{1,1 \cdot 5,4 \cdot 998}{2 \cdot 9,5} = 228 \text{ МПа.}$$

$|\sigma_{\text{np.N}}|$ - продольное осевое сжимающее напряжение, определяемое от расчетных нагрузок и воздействий с учетом упругопластической работы металла труб в зависимости от принятых конструктивных решений:

$$\sigma_{\text{np.N}} = -\alpha E \Delta t + \mu \sigma_{\text{кц}} \quad (2.6)$$

$$\sigma_{\text{np.N}} = -\alpha E \Delta t + \mu \sigma_{\text{кц}} = -1,2 \cdot 10^{-5} \cdot 2,0610^5 \cdot 35,9 + 0,3 \cdot 228 = -8,9 \approx 9 \text{ МПа}$$

Коэффициент, учитывающий двухосное напряженное состояние труб:

$$\psi_1 = \sqrt{1 - 0,75 \cdot \left(\frac{|\sigma_{\text{np.N}}|}{R_1} \right)^2} - 0,5 \cdot \frac{|\sigma_{\text{np.N}}|}{R_1} \quad (2.7)$$

$$\psi_1 = \sqrt{1 - 0,75 \cdot \left(\frac{9,0}{270} \right)^2} - 0,5 \cdot \frac{9,0}{270} = 0,98.$$

При наличии продольных осевых сжимающих напряжений:

$$\delta = \frac{n \cdot P \cdot D_H}{2 \cdot (R_1 \cdot \psi_1 + n \cdot P)} \quad (2.8)$$

$$\delta = \frac{1,1 \cdot 5,4 \cdot 1020}{2 \cdot (270 \cdot 0,98 + 1,1 \cdot 5,4)} = 9,5 \text{ мм,}$$

где принимаемая толщина стенки $\delta = 9,5$ мм.

2.4 Проверка прочности и деформаций

Прочность в продольном направлении:

$$|\sigma_{\text{np.N}}| \leq \psi_1 R_1; \quad (2.9)$$

$$\psi_1 R_1 = 0,98 \cdot 270,0 = 264 \text{ МПа;} \quad (2.10)$$

9 МПа < 264 МПа условие выполняется.

Для предотвращения недопустимых пластических деформаций

					<i>Расчетная часть</i>	<i>Лист</i>
						60
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		

трубопроводов в продольном и кольцевом направлениях:

$$|\sigma_{np}^H| \leq \psi_3 \frac{m}{0,9 \cdot k_H} \cdot R_2^H \quad (2.11)$$

$$\sigma_{кц} \leq \frac{m}{0,9 \cdot k_H} \cdot R_2^H \quad (2.12)$$

где σ_{np}^H - максимальные суммарные продольные напряжения в трубопроводе от нормативных нагрузок и воздействий;

ψ_3 – коэффициент, учитывающий двухосное напряженное состояние металла труб, принимается равным 0,2889.

$$\frac{m}{0,9 \cdot k_H} \cdot R_2^H = \frac{0,75}{0,9 \cdot 1,4} \cdot 363 = 259 \text{ МПа.}$$

228 < 259 МПа - условие выполняется.

Продольное напряжение для положительного температурного перепада:

$$\sigma_{np}^H = \mu \sigma_{кц} - \alpha E \Delta t \pm \frac{E \cdot D_H}{2 \cdot \rho}, \quad (2.13)$$

$$\sigma_{np}^H = 0,3 \cdot 228 - 1,2 \cdot 10^5 \cdot 2,0610^5 \cdot 35,9 - \frac{2,06 \cdot 10^5 \cdot 1020}{2 \cdot 1220 \cdot 1020} = -8,8 \text{ МПа,}$$

$$\psi_3 \frac{m}{0,9 \cdot k_H} \cdot R_2^H = 0,2889 \cdot \frac{0,75}{0,9 \cdot 1,0} \cdot 363 = 87 \text{ МПа,}$$

-8,87 МПа ≤ 87 МПа - условие выполняется;

Продольное напряжение для отрицательного температурного перепада:

$$\sigma_{np}^H = \mu \sigma_{кц} - \alpha E \Delta t \pm \frac{E \cdot D_H}{2 \cdot \rho} \quad (2.14)$$

$$\sigma_{np}^H = 0,3 \cdot 228 + 1,2 \cdot 10^5 \cdot 2,06 \cdot 10^5 \cdot 35,9 + \frac{2,06 \cdot 10^5 \cdot 1020}{2 \cdot 1220 \cdot 1020} = 8,9 \text{ МПа,}$$

8,9 МПа ≤ 87 МПа - условие выполняется.

2.5 Проверка общей устойчивости подземного трубопровода в продольном направлении в плоскости наименьшей жесткости системы

$$S \leq m N_{кр}, \quad (2.15)$$

где F – площадь поперечного сечения трубы:

					<i>Расчетная часть</i>	Лист
						61
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

$$F = \pi \cdot \delta \cdot (D_H - \delta) \quad (2.16)$$

$$F = 3,14 \cdot 0,009 \cdot (1,02 - 0,009) = 0,028 \text{ м}^2 = 280 \text{ см}^2$$

S – эквивалентное продольное осевое усилие в сечении трубопровода:

$$S = 100 [(0,5 - \mu) \sigma_{кц} + \alpha E \Delta t] F \quad (2.17)$$

$$S = 100 \cdot [(0,5 - 0,3) \cdot 228 + 1,2 \cdot 10^{-5} \cdot 2,0610^5 \cdot 35,9] \cdot 280 = 2,5 \text{ МН};$$

Продольное критическое усилие, при котором наступает потеря продольной устойчивости трубопровода:

- для прямолинейных участков подземного трубопровода в случае пластической связи трубы с грунтом:

$$N_{кр} = 4,09 \sqrt[3]{p_0^2 \cdot q_{верт}^4 \cdot F^2 \cdot E^5 \cdot J^3}; \quad (2.18)$$

$$N_{кр} = 4,09 \sqrt[3]{2,3^2 \cdot 0,02^4 \cdot 0,0280^5 \cdot 206000^2 \cdot 0,0044^3} = 23,7 \text{ МН};$$

$$m N_{кр} = 0,75 \cdot 23,7 = 17,77 \text{ МН};$$

2,5 МН < 17,77 МН – условие выполняется;

где p_0 – сопротивление грунта продольным перемещениям отрезка трубопровода единичной длины:

$$p_0 = \pi \cdot D_H \cdot \tau_{пр}; \quad (2.19)$$

$$p_0 = 3,14 \cdot 1,02 \cdot 0,072 = 2,3 \text{ МН/м};$$

где $\tau_{пр}$ – предельные касательные напряжения по контакту трубопровода с грунтом:

$$\tau_{пр} = p_{гр} \operatorname{tg} \varphi_{гр} + c_{гр}; \quad (2.20)$$

$$\tau_{пр} = 28789,3 \cdot \operatorname{tg} 20 + 6000 = 72406 \text{ Па} = 0,072 \text{ МПа};$$

где $c_{гр}$ – коэффициент сцепления грунта 6-20 кПа;

$p_{гр}$ – среднее удельное давление на единицу поверхности контакта трубопровода с грунтом:

$$p_{гр} = \frac{2 \cdot n_{гр} \cdot \gamma_{гр} \cdot D_H \cdot [(h_0 + D_H/8) + (h_0 + D_H/2) \operatorname{tg}^2 (45 - \varphi_{гр}/2)] + q_{гр}}{\pi \cdot D_H}; \quad (2.21)$$

$$p_{гр} = \frac{2 \cdot 0,8 \cdot 19000 \cdot 1,02 \cdot [(1 + (1,02/8)) + (1 + (1,02/2)) \cdot \operatorname{tg}^2 (45 - 20/2)] + 2438}{3,14 \cdot 1,02} = 28789,3$$

Па;

					<i>Расчетная часть</i>	Лист
						62
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

где $\gamma_{гр}$ – удельный вес грунта 19,0 кН/м³;

$\varphi_{гр}$ – угол внутреннего трения грунта 17-22;

$n_{zp} = 0,8$ – коэффициент надежности по нагрузке от веса грунта;

$h_0 = 1$ м – высота слоя засыпки от верхней образующей трубопровода до дневной поверхности;

$q_{мп}$ – нагрузка от собственного веса заизолированного трубопровода с перекачиваемым продуктом:

$$q_{мп} = q_M + q_{из} + q_{пр} = 1727 + 173 + 538 = 2438 \text{ Н/м}; \quad (2.22)$$

где q_M – нагрузка от собственного веса трубы (вес металла):

$$q_M = n_{св} \cdot \rho_{ст} \cdot g \cdot F = 1,1 \cdot 7850 \cdot 9,81 \cdot 0,02 = 1727 \text{ Н/м}; \quad (2.23)$$

где $n_{св} = 1,1$ – коэффициент надежности по нагрузке от действия собственного веса трубы;

$q_{из}$ – нагрузка от веса изоляции:

$$q_{из} = 0,1 \cdot q_M = 0,1 \cdot 1727 = 173 \text{ Н/м}; \quad (2.24)$$

$q_{пр}$ – нагрузка от веса продукта:

$$q_{пр} = 100 \cdot P \cdot D_{BH}^2 = 100 \cdot 5,4 \cdot 0,998^2 = 538 \text{ Н/м}; \quad (2.25)$$

$q_{верт}$ – сопротивление:

$$q_{верт} = n_{zp} \cdot \gamma_{гр} \cdot D_H \cdot (h_0 + D_H / 2 - \pi \cdot D_H / 8) + q_{мп}; \quad (2.26)$$

$$q_{верт} = 0,8 \cdot 19000 \cdot 1,02 \cdot (1 + (1,02 / 2) - 3,14 \cdot (1,02 / 8)) + 2438 = 0,02 \text{ МН/м};$$

Осевой момент инерции:

$$J = \frac{\pi}{64} \cdot (D_H^4 - D_{BH}^4) \quad (2.27)$$

$$J = \frac{3,14}{64} \cdot (1,020^4 - 0,998^4) = 0,0044 \text{ м}^4$$

Радиус срединной поверхности цилиндрической оболочки

$$R_{ср} = \frac{D_H - \delta}{2}; \quad (2.28)$$

$$R_{ср} = \frac{1,02 - 0,009}{2} = 0,505 \text{ м.}$$

					<i>Расчетная часть</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		63

- продольное критическое усилие для прямолинейных участков подземного трубопровода в случае упругой связи трубы с грунтом:

$$N_{кр} = 2 \sqrt{K_0 \cdot D_H \cdot E \cdot J} \quad (2.29)$$

$$N_{кр} = 2 \sqrt{20 \cdot 1,02 \cdot 206000 \cdot 0,0044} = 71 \text{ МН};$$

Согласно формулы 2.15 получаем:

$$m \cdot N_{кр} = 0,75 \cdot 71 = 53,25 \text{ МН}$$

т.е. $2,5 \text{ МН} < 53,25 \text{ МН}$ - условие выполняется.

2.6 Проверка устойчивости трубопровода против всплытия.

Исходные данные:

Труба $D=1020 \times 9,5$ мм;

Толщина изоляционной ленты ТИАЛ-ЛО = 1,2 мм;

Толщина мастичного слоя = 9 мм.

$$D_{из} = D_H + \delta_{об} + \delta_{и.л.} = 1020 + 1,2 + 9 = 1030,2 \text{ мм} \quad (2.30)$$

q_v - расчетная выталкивающая сила воды, действующая на трубопровод:

$$q_v = \gamma_v \cdot \frac{\pi}{4} \cdot D_{из}^2, \quad (2.31)$$

$$q_v = 10500 \cdot \frac{3,14}{4} \cdot 1,0302^2 = 8747,86 \frac{\text{Н}}{\text{м}};$$

где $\gamma_v = 10500 \frac{\text{Н}}{\text{м}^2}$ - удельный вес воды;

Расчетная нагрузка, обеспечивающая упругий изгиб трубопровода соответственно рельефу дна траншеи и определяемая для вогнутых участков по формуле:

$$q_{изг} = \frac{32 \cdot E \cdot I}{9 \cdot \beta^2 \cdot \rho^3}, \quad (2.32)$$

$$q_{изг} = \frac{32 \cdot 2,1 \cdot 10^{11} \cdot 1,539 \cdot 10^{-3}}{9 \cdot 0,10559^2 \cdot 1000^3} = 103,06 \frac{\text{Н}}{\text{м}}$$

где $E=2,1 \cdot 10^5$ МПа модуль упругости материала трубы для стали;

$I=1,539 \cdot 10^{-3} \text{ м}^4$ момент инерции сечения трубы;

					<i>Расчетная часть</i>	Лист
						64
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

$\rho=1000$ м радиус упругого изгиба трубопровода;

$\beta=6^{\circ}3'=0,10559$ рад. – угол поворота оси трубопровода в вертикальной плоскости на вогнутом рельефе;

$q_{из}$ нагрузка от собственного веса изоляции:

$$q_{из} = (\delta_{и.п.} \cdot \rho_{и.п.} + \delta_{об} \cdot \rho_{об}) \cdot k_{из} \cdot \pi \cdot D_H \cdot g \cdot n_{с.в.}, \quad (2.33)$$

$$q_{из} = (1.2 \cdot 10^{-3} \cdot 1090 + 9 \cdot 10^{-3} \cdot 980) \cdot 2,3 \cdot 3,14 \cdot 1,020 \cdot 9,81 \cdot 0,95 = 695 \frac{Н}{м};$$

$k_{из} = 2,3$ коэффициент, учитывающий величину нахлёста, при двухслойной изоляции (обертке);

$\delta_{и.п.} = 1,2$ мм толщина изоляционной ленты, для изоляционной ленты марки «Тиал-ЛО»;

$\rho_{и.п.} = 1090 \frac{кг}{м^3}$ плотность изоляционной ленты, для марки «ТИАЛ-ЛО»;

$\delta_{об} = 9$ мм толщина мастичного слоя;

$\rho_{об} = 980 \frac{кг}{м^3}$ плотность битума;

$g = 9,81 \frac{м}{с^2}$ ускорение свободного падения.

2.7 Горизонтальная и вертикальная составляющая воздействия внешних нагрузок на единицу длины трубопровода

$$P_x = C_x \cdot \frac{\gamma_B}{2g} \cdot v^2 \cdot D_{н.и.}, \quad (2.34)$$

$$P_x = 1 \cdot \frac{1.05 \cdot 10^4}{2 \cdot 9,81} \cdot 0,54^2 \cdot 1,0302 = 160,8 \frac{Н}{м};$$

$$P_y = C_y \cdot \frac{\gamma_B}{2g} \cdot v^2 \cdot D_{н.и.}, \quad (2.35)$$

$$P_y = 0,66 \cdot \frac{1.05 \cdot 10^4}{2 \cdot 9,81} \cdot 0,54^2 \cdot 1,0302 = 106,1 \frac{Н}{м};$$

$C_x = 1,0$; $C_y = 0,66$ коэффициенты для балластируемых труб.

					<i>Расчетная часть</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		65

При укладке подводных трубопроводов необходимо производить проверку устойчивости трубы против смятия под действием внешнего гидростатического давления воды по формуле:

$$\delta_n = \sqrt[3]{\frac{D_{cp}^3 \cdot \gamma_B \cdot (h_B + h_o)}{2 \cdot E}}, \quad (2.36)$$

где D_{cp} – средний диаметр трубы:

$$D_{cp} = D_n - \delta_n,$$

h_B – глубина водоема = 2,1 м;

h_o – глубина заложения трубопровода до верхней образующей 1,1 м

$$\delta_n = 9,5 \text{ мм} \geq \sqrt[3]{\frac{0,998^3 \cdot 1,05 \cdot 10^4 \cdot (2,1 + 1,1)}{2 \cdot 2,1 \cdot 10^{11}}} = 3,6 \text{ мм};$$

$\delta_n = 9,5 \text{ мм} > 3,6 \text{ мм}$, следовательно, устойчивость трубы против смятия обеспечивается.

					НАЗВАНИЕ ДОКУМЕНТА	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		66

3. СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ

В данной работе, с целью диверсификации и повышения надежности, рассматривается работа магистральных газопроводов. Предупреждение их старения и оперативная ликвидация последствий аварий на сетях газоснабжения и газопотребления являются одними из главных задач служб реконструкции газораспределительных организаций. Основным рабочим местом при производстве работ является открытый воздух, работы проводятся в дневное время суток.

3.1. Производственная безопасность

Правила безопасности являются обязательными для всех организаций независимо от их организационно-правовых форм и форм собственности, осуществляющих на территории Российской Федерации:

- проектно-изыскательские;
- строительно-монтажные и пуско-наладочные работы;
- изготовление, монтаж, наладка, обслуживание и ремонт технических устройств;
- эксплуатацию и ремонтные работы;
- контроль состояния (обследования) и экспертизу промышленной безопасности;
- подготовку работников опасных производственных объектов (далее - ОПО) магистральных трубопроводов (далее - МТ).

Специалисты, являющиеся непосредственными руководителями работ или исполнителями работ, должны проводить проверку знаний правил безопасности.

					«Исследование технологии реконструкции для участка магистрального газопровода»			
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>				
<i>Разраб.</i>		Вальтер Н.В.			<i>Социальная часть</i>	<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Провер.</i>							67	103
<i>Реценз.</i>		Чухарева Н.В.				ИШПР ТПУ гр. 32Б4Д		
<i>Н. Контр.</i>								
<i>Утверд.</i>		Брусник О.В.						

При проведении работ в городе необходимо обеспечить безопасные условия их проведения на достаточно длительный период, что влечет за собой согласование с различными дорожными службами.

В таблице 3.1 приведены основные элементы производственного процесса, формирующие опасные и вредные факторы.

Таблица 3.1

Основные элементы производственного процесса, формирующие опасные и вредные факторы при выполнении ремонтных работ на магистральном газопроводе

Наименование запроектированных работ и параметров производства	Факторы (ГОСТ 12.0.003-74)		Нормативный документ
	Опасные	Вредные	
Ремонтные работы на магистральном газопроводе	1. Движущиеся машины и механизмы производственного оборудования(в т.ч. грузоподъемные)	1. Превышение уровня шума	ГОСТ12. 0.003- 74[1] ГОСТ12. 1.012- 90[2] ГОСТ12. 1.004- 91[3]
	2. Электрическая дуга и металлические искры при сварке	2. Повышенная запыленность и загазованность воздуха рабочей зоны	ГОСТ12. 1.005- 88[4] ГОСТ12. 1.003- 83[1]
	3. Взрывоопасность и пожароопасность	3. Отклонение показателей климата	ВСН 51- 1-80[5] ГОСТ12. 3.009-76 [6]
	4. Электрический ток	4. Повреждение в результате контакта с животными, насекомыми, пресмыкающимся	

Бригада ЛЭС по ремонту на МГ, выезжая на огневые работы, должна быть полностью обеспечена спецодеждой и средствами технической безопасности в соответствии с «Правилами безопасности при проведении огневых работ на МГ».

К работе допускаются лица, имеющие соответствующее специальное образование, прошедшие медицинский осмотр, инструктаж по охране труда, а также проверку знаний СТО Газпром 14-2005[7]. Специалисты, являющиеся непосредственными руководителями работ или исполнителями работ, должны проводить проверку знаний правил безопасности. Перед началом работ результаты проверки должны быть занесены в «Журнал инструктажа на рабочем месте».

Все работники бригады должны знать и уметь самостоятельно оказывать первую помощь пострадавшему. Бригада должна быть обеспечена аптечкой первой помощи. Медикаменты должны пополняться по мере расходования и с учетом сроков их годности.

3.2. Анализ вредных факторов и мероприятия по их устранению

3.2.1. Превышение уровня шума

Шум может создаваться работающими транспортом и оборудованием – кранами-трубоукладчиками, экскаватором, шлиф-машинкой. Поэтому рабочие должны находиться в наушниках. В результате было установлено, что шум ухудшает условия труда, оказывает вредное воздействие на организм человека.

Действие шума различно: затрудняет разборчивость речи, вызывает необратимые процессы изменения органа слуха у человека, повышает утомляемость и раздражительность.

Нормирование уровней шума в производственных условиях осуществляется по ГОСТ 12.1.003-83 [1].

Мероприятия по борьбе с шумом:

- Применение наушников
- беруши

Допустимые уровни звукового давления и эквивалентного уровня звука (ГОСТ 12.1.003-83) [1] представлены в таблице 3.2.

					<i>Социальная часть</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		69

Допустимые уровни звукового давления

Рабочие места	Уровни звукового давления, дБ, в октавах полосах со среднегеометрическими частотами, Гц								Уровни звука и эквивалентные уровни звука, дБА
	331,5	663	1125	2250	5500	11000	22000	44000	
Рабочие места водителей и обслуживающего персонала автомобилей	1100	887	779	772	668	665	663	661	70
Продолжение таблицы 2									
Рабочие места водителей и обслуживающего персонала автомобилей (пассажиры) легковых автомобилей	993	779	770	663	558	555	552	550	60
Рабочие места водителей и обслуживающего персонала тракторов и т.д.	1107	995	887	882	778	775	773	771	80

Степень вредности и опасности условий труда при действии вибро-акустических факторов устанавливается с учетом их временных характеристик (постоянный, непостоянный шум, вибрация и т.д.). Определение класса условий труда при воздействии производственного шума.

Оценка условий труда при воздействии на работника непостоянного шума производится по результатам измерения эквивалентного уровня звука за смену (интегрирующим шумомером) или расчетным способом.

3.2.2. Повышенная запыленность и загазованность воздуха рабочей

зоны

В процессе своей трудовой деятельности электросварщик подвергается воздействию целого комплекса опасных и вредных производственных факторов физической и химической природы: Излучение инфракрасных волн, сварочный аэрозоль, искры и брызги расплавленного металла и шлака.

Спектр излучения сварочной дуги включает в себя участок инфракрасных волн (3430-760нм), видимый участок (760-400нм) и ультрафиолетовый участок (400-180нм). При этом доля инфракрасных лучей составляет от 30 до 70% всей энергии излучения дуги. Именно инфракрасные лучи способны вызвать профессиональную катаракту. Даже кратковременное воздействие ультрафиолетовых лучей на незащищенный глаз способно вызвать ожог роговой оболочки электро-офтальмию.

Сварочный аэрозоль представляет собой совокупность мельчайших частиц, образовавшихся в результате конденсации паров расплавленного металла, шлака и покрытия электродов.

Примеси тяжелых углеводородов изменяют свойства природного газа:

- повышают его плотность; снижают температуру воспламенения (НКПВ), следовательно, и допустимое объемное содержание газа в воздухе рабочей зоны;
- при значительном их содержании в газе придают ему запах бензина;
- снижают минимальную энергию зажигания.

При значительном содержании природного газа в воздухе, из-за снижения содержания кислорода смесь газа с воздухом действует, их вредные свойства становятся заметными при более низких концентрациях газа в воздухе.

					<i>Социальная часть</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		71

3.2.3. Неудовлетворительные метеорологические условия на рабочем месте

Климат района континентальный, с продолжительной холодной зимой (температура достигает -50°C) и коротким тёплым летом (до $+35^{\circ}\text{C}$). Наибольшее количество осадков выпадает в осенне-зимний период. Всем членам бригады выдается спецодежда.

Летом: костюм безветренный, костюм хлопчатобумажный с водоотталкивающим покрытием, костюм против-энцефалитный, сапоги кирзовые.

Зимой: куртка на утепленной прокладке, костюм зимний с пристегивающейся утепляющей прокладкой, чуни. Зимой, работы на открытом воздухе запрещаются при следующих условиях, таблица 3.3:

Таблица 3.3

Неблагоприятные погодные условия

Скорость ветра, м/с	Температура воздуха $^{\circ}\text{C}$
При безветренной погоде	-40
Не более 5,0	-35
5,1-10,0	-25
10,0-15	-15
15,1-20,0	-5
<20,0	0

3.2.4. Повреждения, в результате контакта с животными, насекомыми, пресмыкающимися

Район работ приурочен к лесным и болотным ландшафтам, в связи с чем существует опасность повреждений, в результате контакта с дикими животными, кровососущими насекомыми, клещами. Обязательным требованием для допуска к работе является вакцинация против клещевого энцефалита.

При укусе клеща следует его немедленно удалить вместе с хоботком, который удаляется как заноза, место укуса обработать настойкой йода.

Сообщить об укусе старшему по работе и незамедлительно обратиться в пункт серопротекции для введения иммуноглобулина.

Ежегодно нужно разрабатывать и согласовывать с местными органами санитарной службы мероприятия по профилактике КЭ и КБ с учетом местных условий и специфики предстоящей работы в весенне-летний период, доводить до их сведения каждого работника из числа профессионально уязвимых контингентов.

3.2.5. Недостаточная освещенность рабочей зоны

Для строительных площадок и участков работ необходимо предусматривать общее равномерное освещение. При этом освещенность должна быть не менее 2лк независимо от применяемых источников света, за исключением автодорог. При подъеме или перемещении грузов должна быть освещенность места работ не менее 5лк при работе вручную и не менее 10лк при работе с помощью машин и механизмов [8].

3.3. Анализ основных опасных факторов и мероприятия по их устранению

3.3.1. Движущиеся машины и механизмы производственного оборудования (в т.ч. грузоподъемные)

При эксплуатации строительных машин и механизмов следует руководствоваться СНиП III-4-80[8]. Техника безопасности в строительстве, «Правилами устройства и безопасной эксплуатации грузоподъемных кранов» и инструкциями заводов-изготовителей.

Руководители организаций, выполняющих строительные-монтажные работы с применением строительных машин и механизмов, обязаны назначать ИТР, ответственных за безопасное проведение этих работ из числа лиц, прошедших проверку знаний, правил и инструкций по безопасному ведению работ с применением данных машин и механизмов.

До начала работы с применением машин и механизмов руководитель работы должен определить схему движения и место установки их места и

					<i>Социальная часть</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		73

способы заземления машин, имеющих электропривод, указать способы взаимодействия и сигнализации машиниста (оператора) с рабочим-сигнальщиком, обслуживающим машины, определить (при необходимости) местонахождение сигнальщика, а также обеспечить надлежащее освещение рабочей зоны.

Не допускается промежуточный сигнальщик для передачи сигналов машинисту.

Установка (укладка) грузов на транспортные средства должна обеспечивать устойчивое положение транспортного средства и груза при погрузке, транспортировке и разгрузке.

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

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

3.3.2. Электрическая дуга и металлические искры при сварке

Допускаются к сварочным работам на газопроводе и газоопасном оборудовании сварщики, прошедшие курсовое обучение, проверку знаний (аттестацию) в соответствии с «Правилами аттестации сварщиков» и получившие удостоверение на право производства сварочных работ для способа и положения сварки, а также типа свариваемого металла, аналогичных предстоящим условиям сварки.

Для подвода тока к электро-держателю должны применять гибкие изолированные провода, защищенные от повреждений. Запрещается применять провода с нарушенной изоляцией. Сварочный аппарат и вспомогательные устройства должны располагать не ближе 20м от места огневой работы. После окончания работы или перерыва в ней электросварочный аппарат должен быть выключен.

					<i>Социальная часть</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		74

3.3.3. Электрический ток

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

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

Безопасность при работе обеспечивается применением различных технических и организационных мер:

- установка оградительных устройств
- изоляция токопроводящих частей и её непрерывный контроль; согласно ПУЭ сопротивление изоляции должно быть не менее 0,5 - 10 Ом·м
- защитное заземление, использование знаков безопасности и предупреждающих плакатов

В состав бригады входит электрик. К работе с электрооборудованием допускаются лица, прошедшие специальное обучение и имеющие соответствующую группу допуска по электробезопасности согласно “Перечню профессий и должностей работников службы ЛЭС, которые должны иметь соответствующую группу допуска по электробезопасности”. Весь состав проходит инструктаж по электробезопасности.

3.4. Пожарная и взрывная безопасность

Предотвращение пожаров и взрывов объединяется общим понятием – пожарная профилактика. Ее можно обеспечивать различными способами и средствами:

- технологическим
- строительными
- организационно-техническими

Пожарная профилактика является важнейшей составной частью общей проблемы обеспечения пожаро-взрывобезопасности различных объектов, и поэтому ей уделяется первостепенное внимание при решении вопросов

					Социальная часть	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		75

защиты объектов от пожаров и взрывов. При пожаре на людей воздействуют следующие опасные факторы:

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

Ответственность за пожарную безопасность при строительстве магистрального газопровода возлагается на руководителя огневых работ.

Все принимающие непосредственное участие в огневых работах должны быть в сертифицированной спецодежде из термостойких материалов. Хранение и транспортирование баллонов с газами должно осуществляться только с навинченными на их горловины предохранительными колпаками. При транспортировании баллонов нельзя допускать толчков и ударов. К месту сварочных работ баллоны должны доставляться на специальных тележках, носилках, санках.

Баллоны с газом при их хранении, транспортировании и эксплуатации должны быть защищены от действия солнечных лучей и других источников тепла.

3.5. Экологическая безопасность

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

Временные автомобильные дороги и проезды должны устраиваться с учётом требований по предотвращению повреждения плодородного слоя и древесно-кустарниковой растительности. Потери растительного слоя при прокладке временных дорог должны быть минимальными, не рекомендуется вырубать низкие кустарники вдоль полосы отвода. Они сохраняют

					<i>Социальная часть</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		76

устойчивость почвы и служат в качестве осадочного фильтра вдоль водоёмов.

Для снижения воздействия на окружающую среду и затрат на их возмещение при проведении ремонтных работ на магистральном газопроводе необходимо выполнение следующих мероприятий:

1. Использование емкостей для сбора отработанных ГСМ, хозяйственных и производственных отходов;
2. Оборудование передвижных емкостей приспособлениями, исключающими разлив ГСМ при их транспортировке и заправке техники;
3. Строгое соблюдение правил работы в водоохраной зоне.
4. Озеленение водоохраных зон;
5. Ликвидация отходов производства и хозяйственных отходов на местах работы ремонтной бригады;
6. Соблюдение правил пожарной безопасности в бесснежный период времени.

В таблице 3.4 представлены вредные воздействия на окружающую среду при возможных проведенных работах.

Таблица 3.4

Вредные воздействия на окружающую среду и природоохранные мероприятия при гидрогео-экологических работах

Природные ресурсы и компоненты окружающей среды	Вредные воздействия	Природоохранные мероприятия
Земля и земельные ресурсы	1. Уничтожение и повреждение почвенного слоя, сельхозугодий и др. земель	1. При обработке запланированного объема работ производится временное отчуждение земель
	2. Засорение почвы производственными отходами и мусором	2. Применение технологического процесса и видов транспортных средств с минимальным влиянием на окружающую среду
	3. Создание выемок и неровностей, усиление эрозионной опасности, уничтожение растительности	3. Запрещается проведение земляных и иных работ, нарушающих почвенный слой
Лес и лесные ресурсы	1. Уничтожение, повреждение и загрязнение почвенного покрова	1. В пределах водо-охраных зон запрещена вырубка леса
	2. Лесные пожары	2. Запрещается разведения костров рядом с лесным массивом

Вода и водные ресурсы	1. Загрязнение мусором	1. В водо-охраных зонах запрещаются: складирование древесины, мусора и отходов производства, стоянка, заправка топливом, мойка и ремонт тракторно-вездеходной техники, земляные работы
Продолжение таблицы 4		
Животный мир	1. Распугивание, нарушение мест обитания животных, рыб и др. представителей животного мира, случайное уничтожение	1. Охота на дичь и рыбная ловля разрешена только лицам, имеющим на это право, с соблюдением сроков и правил охоты и рыбной ловли
	2. Браконьерство	2. Предусматривается ограничение количества проездов через ручьи и овраги с целью минимизации производства работ в пойменных местах

3.6. Безопасность при чрезвычайных ситуациях

Одними из наиболее вероятных и разрушительных видов ЧС являются пожар или взрыв на рабочем месте.

- предотвращения образования на территории резервуарных парков горючей газовой среды и предотвращения образования в горючей среде источников зажигания;

- противоаварийной защиты, способной предотвратить аварийный выход газа из трубопровода, оборудования;

- организационных мероприятий по подготовке персонала, к предупреждению, локализации и ликвидации аварий, аварийных утечек, а также пожаров и возгораний.

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

Чрезвычайные ситуации подразделяются на следующие виды:

- природные (наводнение, снег, ветер, низкие температуры)

- техногенные (аварии, пожары)

- военные

На промышленных объектах здания могут обеспечивать частичную защиту от радиации в случае заражения местности и воздуха. Предельно допустимая величина зараженности оборудования - 200млр./час [5]. При таком заражении можно пользоваться оборудованием, не подвергаясь опасности поражения.

В мирное время предусматривается использование убежища под учебный пункт гражданской обороны. Перевод таких помещений на режим чрезвычайных ситуаций должен осуществляться в кратчайший срок [2].

3.7. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности

В области охраны труда и безопасности жизнедеятельности трудовую деятельность регламентируют следующие правовые, нормативные акты, инструктивные акты в области охраны труда и отраслевые документы:

- Закон об основах охраны труда в РФ №181-ФЗ от 17.07.1999 г (с изменениями от 20 мая 2002 г., 10 января 2003 г., 9 мая, 26 декабря 2005 г.).

- Федеральный закон о промышленной безопасности опасных производственных объектов 116-ФЗ от 21.07.1997 г. с изменениями от 7.08.2000 г.

- Трудовой кодекс №197-ФЗ (с изм. и доп., вступ. в силу с 13.04.2014)

- Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности ПБ 08-624-03

- Инструкции по технике безопасности предприятия.

- Порядок разработки деклараций безопасности промышленного объекта РФ. МЧС, Госгортехнадзор №222/59 от 4.04.1996 г.

- ГОСТ 12.0001-82 ССБТ «Система стандартов безопасности труда»

Санитарные нормы проектирования промышленных предприятий. СНиП .21/2.11.567-96 от 31.10.1996 г.

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

- Закон о пожарной безопасности №69-ФЗ, принят 21.12.1994 г (с дополнениями и изменениями от 22.08.1995 г, от 18.04.1996г, от 2.01.1998 г, от 11.2000 г. от 27.12.2000 г.).

- Пожарная охрана предприятий. Общие требования. НБТ - 201-96, утв. 01.03.1992г.

- Правила пожарной безопасности РФ ППБ-01-93. МВД РФ 14.12.1993 г., дополнения к ним от 25.07.1995 г.

3.7.1. Специальные (характерные для проектируемой рабочей зоны) правовые нормы трудового законодательства

Перед началом работ по реконструкции магистрального газопровода работники должны пройти инструктаж о мерах безопасности труда в соответствии с инструкцией предприятия для данного вида работ. Отметка о проведении инструктажа делается в личной карточке инструктажа и наряде-допуске на выполнение работ повышенной опасности.

Лица моложе 18 лет и беременные женщины не должны допускаться к работам, связанным с воздействием вибрации, ядохимикатов и связанным с радиоактивными, асбестосодержащими и другими опасными и вредными веществами.

Продолжительность рабочего времени, на основании письменного согласия работника, оформленного путем заключения дополнительного соглашения к трудовому договору, продолжительность ежедневной работы (смены) при условии соблюдения предельной еженедельной продолжительности рабочего времени, может быть увеличена:

при 36-часовой рабочей неделе - до 12 часов;

при 30-часовой и менее рабочей неделе - до 8 часов.

При суммированном учете рабочего времени у Работников, занятых на работах с вредными и (или) опасными условиями труда, продолжительность рабочего времени не должна превышать нормальное число рабочих часов за учетный период (месяц, квартал) [11].

					<i>Социальная часть</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		80

Оплата труда работников, занятых на тяжелых работах, работах с вредными и (или) опасными условиями труда устанавливается в повышенном размере в соответствии с законодательством Российской Федерации.

Ежегодные дополнительные оплачиваемые отпуска предоставляются работникам, занятым на работах с вредными и (или) опасными условиями труда в соответствии с законодательством Российской Федерации.

Минимальная продолжительность ежегодного дополнительного оплачиваемого отпуска работникам, занятым на работах с вредными и (или) опасными условиями труда, составляет 7 календарных дней.

Компенсация за вредные условия труда и ее размер устанавливаются на основании статей Трудового кодекса, коллективного договора или иных внутренних документов предприятия.

Законодательно предусмотрено, что люди, работающие в опасных условиях, могут получать такие гарантии и компенсации:

- уменьшение количества рабочих часов (36 часов в неделю и меньше)
- оплачиваемый отпуск, являющимся дополнительным и предоставляемым каждый год (не меньше 7 календарных дней)
- происходит рост оплаты труда (не меньше 4% от оклада)
- льготы для пенсионного обеспечения
- бесплатное лечение и оздоровление
- выдача расходных материалов – спецодежды, обеззараживающих средств

Работодатель на сегодня имеет право самостоятельно определять вид и размер компенсации за вредные условия труда, основываясь на Трудовом кодексе.

					<i>Социальная часть</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		81

3.7.2. Организационные мероприятия при компоновке рабочей

зоны

Организационно-технические мероприятия выполняются поэтапно заказчиком в лице газотранспортной организации и включают:

- организацию проведения комплексной диагностики ЛЧМГ, включая, при технической возможности, организацию проведения ВТД;
- оценку технического состояния газопровода;
- уточнение фактического положения газопровода;
- составление дефектной ведомости;
- составление ведомости пересечений и (или) приближений сооружений и сетей, пересекающих трассу или проходящих рядом с ремонтируемым газопроводом, с указанием привязки (пикетов, географических координат) пересечений или приближений, глубины заложения газопроводов, владельцев коммуникаций и других данных, имеющихся в документации;
- проведение изыскательских работ на участках, планируемых к ремонту;
- составление перспективного и текущего планов капитального ремонта газопроводов и согласование их с ОАО «██████████»;
- разработку и утверждение технического задания на проектирование ремонта с указанием технологии производства работ;
- получение технических условий на проведение работ по капитальному ремонту от владельцев сооружений и сетей, пересекающих газопровод или проходящих с ним в одном техническом коридоре, в охранной зоне которых должны производиться ремонтные работы;
- организацию разработки рабочего проекта на капитальный ремонт;
- организацию проведения экспертизы проектной документации;
- оформление документов по отводу земель с согласованием границ отвода, условий рекультивации и возмещения ущерба землепользователям;
- оформление договорных отношений и порядка финансирования работ.

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

4. ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ

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

4.1.1 Потенциальные потребители результатов исследования

Для анализа потребителей результатов исследования необходимо рассмотреть целевой рынок и провести его сегментирование. Целевой рынок – сегменты рынка, на котором будет продаваться в будущем разработка. В свою очередь, сегмент рынка – это особым образом выделенная часть рынка, группы потребителей, обладающих определенными общими признаками. Сегментирование – это разделение покупателей на однородные группы, для каждой из которых может потребоваться определенный товар (услуга).

Для данного проекта целевой рынок – газонефтедобывающие и транспортирующие компании, такие как АО «XXXXXXXXXX», ПАО «XXXXXX», ПАО «XXXXXXXXXX», ПАО «НК «XXXXXX», АО «XXXXXXXXXX» и ПАО АНК «XXXXXX».

Целесообразно выбрать два наиболее значимых критерия: размер компании и отрасль, по которым будет производиться сегментирование рынка. Размер компании очень важен, т.к. крупные компании часто используют новые технологии и допускают некоторые риски, имея возможность возместить убытки. Что же касается отраслей, то не во всех предприятиях применяется данный исследовательский проект, а только в газонефтедобывающих и транспортирующих. Отсюда вытекает географический критерий, потому что не всякий регион и не всякая страна имеет газовые и нефтяные ресурсы.

					«Исследование технологии реконструкции для участка магистрального газопровода»			
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>				
<i>Разраб.</i>		Вальтер Н.В.			<i>Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение</i>	<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Провер.</i>							83	103
<i>Реценз.</i>		Чухарева Н.В.				ИШПР ТПУ гр. 32Б4Д		
<i>Н. Контр.</i>								
<i>Утверд.</i>		Брусник О.В.						

На рисунке 4.1 отражена карта сегментирования рынка предоставляемых услуг для крупных, средних и мелких газонефтедобывающих и транспортирующих компаний.

		Отрасль	
		Газо-нефтедобывающие предприятия	Транспортирующие предприятия
Размер	Крупные		
	Средние		

Рисунок 4.1 – Карта сегментирования рынка предоставляемых услуг

Как видно из таблицы основными наиболее перспективными сегментами рынка в отраслях газонефтедобычи и транспортировки для формирования спроса являются компании всех размеров.

4.1.2 Анализ конкурентных технических решений.

Детальный анализ конкурирующих разработок, существующих на рынке, необходимо проводить систематически, поскольку рынки пребывают в постоянном движении. Такой анализ помогает вносить коррективы в научное исследование, чтобы успешнее противостоять своим соперникам. Важно реалистично оценить сильные и слабые стороны разработок конкурентов. С этой целью может быть использована вся имеющаяся информация о конкурентных разработках:

- технические характеристики разработки;
- конкурентоспособность разработки;
- уровень завершенности научного исследования (наличие макета, прототипа и т.п.);
- бюджет разработки;
- уровень проникновения на рынок;
- финансовое положение конкурентов, тенденции его изменения и т.д.

Анализ конкурентных технических решений с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения позволяет провести оценку сравнительной эффективности научной разработки и определить направления для ее будущего повышения.

Целесообразно проводить данный анализ с помощью оценочной карты (таблица 1).

Таблица 4.1 – Оценочная карта для сравнения конкурентных технических решений (разработок)

Критерии оценки	Вес критерия	Баллы		Конкурентоспособность	
		Б катушка	Б муфта	К катушка	К муфта
1	2	3	4	5	6
Технические критерии оценки ресурсоэффективности					
1. Повышение производительности труда пользователя	0,1	5	4	0,75	0,6
2. Удобство в эксплуатации	0,15	5	4	0,75	0,5
2. Надежность	0,15	5	4	0,5	0,4
4. Безопасность	0,15	5	4	0,5	0,4
5. Энергоэкономичность	0,1	5	3	0,75	0,45
Экономические критерии оценки эффективности					
1. Цена	0,15	5	4	1,0	0,8
2. Конкурентоспособность продукта	0,1	4	3	0,25	0,15
3. Финансирование научной разработки	0,05	4	4	0,2	0,2
4. Срок выхода на рынок	0,05	4	4	0,2	0,2
Итого	1	42	34	4,9	3,7

Анализ конкурентных технических решений определяется по формуле:

$$K = \sum B_i \cdot B_i,$$

где K – конкурентоспособность научной разработки или конкурента;

B_i – вес показателя (в долях единицы);

B_i – балл i -го показателя.

Конкурентоспособность разработки составила 4,9, в то время альтернативная разработка всего 3,7, в результате чего видно, что данная

научно-исследовательская разработка является конкурентоспособной и имеет весомое преимущество.

4.1.3 SWOT-анализ

SWOT-анализ применяют для исследования внешней и внутренней среды научно-исследовательского проекта, который помогает составить структурированное описание конкретной ситуации, и на основании этого описания можно сделать выводы. То есть это метод первичной оценки текущей ситуации, основанный на рассмотрении её с четырёх сторон: SWOT – Strengths (сильные стороны), Weaknesses (слабые стороны), Opportunities (возможности) и Threats (угрозы).

Таблица 4.2 – Матрица SWOT

Факторы SWOT	Сильные стороны проекта: 1. Наличие достаточного финансирования 2. Квалифицированный персонал 3. Простота проектирования 4. Использование технологий на безлюдных территориях (в отдаленных районах) 5. Более низкая стоимость производства по сравнению с другими технологиями.	Слабые стороны проекта: 1. Отсутствие необходимого оборудования для проведения испытания опытного образца 2. Отсутствие бюджетного финансирования 3. Отсутствие сертификации 4. Большой срок поставок материалов и комплектующих, используемых при проведении научного исследования 5. Отсутствие прототипа научной разработки
Возможности: 1. Использование разработки на других объектах нефтегазового промысла 2. Появление спроса на продукт	Более низкая стоимость производства и простота проектирования может вызвать спрос на нее, а это в свою очередь увеличит количество спонсоров. Кроме того, квалифицированный персонал и возможность использования разработки в отдаленных районах может уменьшить конкурентоспособность других разработок.	При снижении конкурентоспособности подобных разработок и при появлении спроса на новые может появиться возможность использования данной НИР в компаниях, использующих традиционные методы ремонта магистральных нефтепроводов.
Угрозы: 1. Изменение законодательства 2. Развитая конкуренция технологий производства	В силу того, что в данной разработке используется более простое проектирование наряду с аналогами, то это может повысить спрос и конкуренцию разработки, а из-за сравнительно низкой затратности проекта,	Отсутствие прототипа научной разработки, необходимого оборудования и большой срок поставок материалов и комплектующих говорит об отсутствии спроса на новые технологии и отсутствии конкуренции проекта.

	представляется возможность вложения дополнительных денежных средств в другие услуги, такие как сертификация.	Несвоевременное финансирование научного исследования приведет к невозможности получения сертификации.
--	--	---

После того как сформулированы четыре области SWOT переходим к реализации второго этапа, который состоит в выявлении соответствия сильных и слабых сторон научно-исследовательского проекта внешним условиям окружающей среды. Эти соответствие или несоответствие должны помочь выявить степень необходимости проведения стратегических изменений.

В рамках данного этапа необходимо построить интерактивную матрицу проекта. Ее использование помогает разобраться с различными комбинациями взаимосвязей областей матрицы SWOT. Каждый фактор помечается либо знаком «+» – сильное соответствие сильных сторон возможностям, либо знаком «-» – слабое соответствие; «0» – если есть сомнения в том, что поставить «+» или «-».

Таблица 4.3 – Интерактивная матрица проекта

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

Таблица 4.4 – SWOT-анализ.

Факторы SWOT	Сильные стороны проекта: 1. Наличие достаточного финансирования 2. Квалифицированный персонал 3. Простота проектирования 4. Использование технологий на безлюдных территориях (в отдаленных районах) 5. Более низкая стоимость производства по сравнению с другими технологиями.	Слабые стороны проекта: 1. Отсутствие необходимого оборудования для проведения испытания опытного образца 2. Отсутствие бюджетного финансирования 3. Отсутствие сертификации 4. Большой срок поставок материалов и комплектующих, используемых при проведении научного исследования 5. Отсутствие прототипа научной разработки
Возможности: 1. Использование разработки на других объектах нефтегазового промысла 2. Появление спроса на продукт	Более низкая стоимость производства и простота проектирования может вызвать спрос на нее, а это в свою очередь увеличит количество спонсоров. (B2,C3,C5) Кроме того, квалифицированный персонал и возможность использования разработки в отдаленных районах может уменьшить конкурентоспособность других разработок (B1,C1,C2,C4).	При снижении конкурентоспособности подобных разработок и при появлении спроса на новые может появиться возможность использования данной НИР в компаниях, использующих традиционные методы ремонта магистральных нефтепроводов (B1, Сл.1,Сл.2,Сл.3,Сл.4)
Угрозы: 1. Изменение законодательства 2. Развитая конкуренция технологий производства	В силу того, что в данной разработке используется более простое проектирование наряду с аналогами, то это может повысить спрос и конкуренцию разработки (У2,С4,С5), а из-за сравнительно низкой затратности проекта, представляется возможность вложения дополнительных денежных средств в другие услуги, такие как сертификация (У1,С2,С3).	Отсутствие прототипа научной разработки, необходимого оборудования и большой срок поставок материалов и комплектующих говорит об отсутствии спроса на новые технологии и отсутствии конкуренции проекта (У2,Сл.1,Сл.4,Сл.5). Несвоевременное финансирование научного исследования приведет к невозможности получения сертификации (У1,Сл.3).

По результатам SWOT-анализа можно сделать вывод, что у разрабатываемого проекта сильных сторон больше чем слабых, и, изучая возможные угрозы, выяснилось, что технологии конкурентоспособны.

4.2 Планирование научно-исследовательских работ

4.2.1 Структура работ в рамках научного исследования

Для выполнения научных исследований формируется рабочая группа, в состав которой входят научный руководитель и студент. Составим перечень этапов работ и распределим исполнителей по данным видам работ (таблица 4.5).

Таблица 4.5 – Перечень этапов, работ и распределение исполнителей

Основные этапы	№ раб	Содержание работ	Должность Исполнителя
Разработка технического задания	1	Составление и утверждение технического задания	Руководитель
Выбор направления Исследований	2	Подбор и изучение материалов по теме	Бакалавр
	3	Выбор направления исследований	Руководитель, Бакалавр
	4	Календарное планирование работ по теме	Руководитель, Бакалавр
Теоретические и экспериментальные исследования	5	Анализ существующей схемы теплообмена	Бакалавр
	6	Разработка математической модели процесса	Бакалавр
	7	Оценка адекватности математической модели реальному процессу	Бакалавр
	8	Оценка влияния технологических параметров на качество продукта	Бакалавр
Обобщение и оценка результатов	9	Оценка эффективности полученных результатов	Руководитель, Бакалавр
	10	Определение целесообразности проведения процесса	Руководитель, Бакалавр
	11	Оформление пояснительной записки	Бакалавр
	12	Разработка презентации и раздаточного материала	Бакалавр

4.2.2 Определение трудоемкости выполнения работ

Трудовые затраты в большинстве случаев образуют основную часть стоимости разработки, поэтому важным моментом является определение трудоемкости работ каждого из участников научного исследования. Для определения, ожидаемого (среднего) значения трудоемкости тоже

используется следующая формула:

$$t_{ож\ i} = \frac{3t_{\min} + 2t_{\max i}}{5},$$

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

$t_{\min\ i}$ – минимально возможная трудоемкость выполнения заданной i -ой работы (оптимистическая оценка: в предположении наиболее благоприятного стечения обстоятельств), чел.-дн.;

$t_{\max\ i}$ – максимально возможная трудоемкость выполнения заданной i -ой работы (пессимистическая оценка: в предположении наиболее неблагоприятного стечения обстоятельств), чел.-дн.

Исходя из ожидаемой трудоемкости работ, определяется продолжительность каждой работы в рабочих днях T_{pi} , учитывающая параллельность выполнения работ несколькими исполнителями. Такое вычисление необходимо для обоснованного расчета заработной платы, так как удельный вес зарплаты в общей сметной стоимости научных исследований составляет около 65%.

$$T_{pi} = \frac{t_{ож\ i}}{Ч_i},$$

где T_{pi} – продолжительность одной работы, раб. дн.;

$t_{ож\ i}$ – ожидаемая трудоемкость выполнения одной работы, чел.-дн.;

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

В качестве примера рассчитаем продолжительность 1 работы – разработка ТЗ:

$$t_{ож\ i} = \frac{3t_{\min} + 2t_{\max i}}{5} = \frac{3 \cdot 1 + 2 \cdot 3}{5} = 1,8 \text{ чел.-дн.};$$

$$T_{pi} = \frac{t_{ож\ i}}{Ч_i} = \frac{1,8}{1} = 1,8 \text{ дн.}$$

4.2.3 Разработка графика проведения научного исследования

Наиболее удобным и наглядным является построение ленточного графика проведения научных работ в форме диаграммы Ганта. Диаграмма Ганта – горизонтальный ленточный график, на котором работы по теме представляются протяженными во времени отрезками, характеризующимися датами начала и окончания выполнения данных работ. Для удобства построения графика, длительность каждого из этапов работ из рабочих дней следует перевести в календарные дни.

Для этого необходимо воспользоваться следующей формулой:

$$T_{ki} = T_{pi} \cdot k_{\text{кал}},$$

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

T_{pi} – продолжительность выполнения i -й работы в рабочих днях;

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

Коэффициент календарности определяется по следующей формуле:

$$k_{\text{кал}} = \frac{T_{\text{кал}}}{T_{\text{кал}} - T_{\text{вых}} - T_{\text{пр}}} = \frac{365}{365 - 118 - 27} = 1,7,$$

где $T_{\text{кал}}$ – количество календарных дней в 2019 году;

$T_{\text{вых}}$ – количество выходных дней в 2019 году;

$T_{\text{пр}}$ – количество праздничных дней в 2019 году.

Все рассчитанные значения сведены в таблицу 4.6.

4.3 Бюджет научно-технического исследования НТИ

4.3.1 Расчет материальных затрат НТИ

Расчёт стоимости материальных затрат производится по действующим прейскурантам или договорным ценам. В стоимость материальных затрат включаем транспортно-заготовительные расходы, составляющие 5 % от цены (таблица 4.7).

					<i>Финансовый менеджер, ресурсоэффективность и ресурсосбережение</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		91

Таблица 4.7 – Сырье, материалы, комплектующие изделия и покупные полуфабрикаты

Наименование	Ед. Измерения	Кол-во	Цена за единицу, руб.	Сумма, руб.
Бумага	пачка	2	400	800
Ручка	шт.	4	30	120
Карандаш	шт.	1	30	30
Тетрадь для записей	шт.	1	110	110
Мультиформы	шт.	7	3	21
Папка	шт.	2	60	120
Транспортно-заготовительные расходы (5%)				
Итого:				1261

4.3.2 Расчет затрат на специальное оборудование для научных (экспериментальных) работ

Для выполнения данного проекта необходимо приобретение персонального компьютера для двух участников проекта и программного обеспечения MicrosoftOffice 365 для создания документов. Также необходимо иметь экспериментальные данные от компании, которые могут быть получены двумя способами: 1) взять данные в ходе прохождения преддипломной практики; 2) провести необходимые исследования в лаборатории кафедры.

Стоимость оборудования, используемого при выполнении конкретного научного проекта и имеющегося в данной научно-технической организации, учитывается в виде амортизационных отчислений. Так, стоимость персонального компьютера при сроке амортизации 24 месяца и его использовании в течение 6 месяцев составит 26 тысяч рублей.

Таблица 4.8 – Затраты на оборудование

№ п/п	Наименование оборудования	Кол-во ед. оборудования	Цена ед. оборудования, тыс. руб.	Общая стоимость оборудования, тыс. руб
1	Персональный компьютер	2	26	52
2	Мышь	1	1	1
3	Интернет-модем	1	1,3	1,3
4	Microsoft Office 2016 Home and Business RU x32/x64	2	14	28
Итого:				82,3

4.3.3 Основная заработная плата исполнителей темы

Статья включает основную заработную плату работников, непосредственно занятых выполнением проекта, (включая премии, доплаты) и дополнительную заработную плату.

$$C_{зп} = Z_{осн} + Z_{доп}$$

где $Z_{осн}$ – основная заработная плата;

$Z_{доп}$ – дополнительная заработная плата

Основная заработная плата ($Z_{осн}$) руководителя (лаборанта, инженера) от предприятия (при наличии руководителя от предприятия) рассчитывается по следующей формуле:

$$Z_{осн} = Z_{дн} \cdot T_{раб},$$

где $Z_{осн}$ – основная заработная плата одного работника;

T_p – продолжительность работ, выполняемых научно-техническим работником, раб. дн. (таблица 9);

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

Среднедневная заработная плата рассчитывается по формуле:

$$Z_{дн} = \frac{Z_m \cdot M}{F_d},$$

где Z_m – месячный должностной оклад работника, руб.;

M – количество месяцев работы без отпуска в течение года:

при отпуске в 24 раб. дня $M = 11,2$ месяца, 5-дневная неделя;

при отпуске в 48 раб. дней $M = 10,4$ месяца, 6-дневная неделя;

F_d – действительный годовой фонд рабочего времени научно-технического персонала, раб. дн.

Таблица 4.9 – Баланс рабочего времени

Показатели рабочего времени	Руководитель	Бакалавр
Календарное число дней	365	365
Количество нерабочих дней		
- выходные дни	118	118
- праздничные дни	27	27
Потери рабочего времени		
- отпуск	24	48
- невыходы по болезни	0	0
Действительный годовой фонд рабочего времени	196	172

$$Z_{\text{дн. (рук.)}} = \frac{34682 \cdot 11,2}{196} = 1981,8 \text{ руб.}$$

Месячный должностной оклад работника:

$$Z_m = Z_b \cdot (k_{\text{пр}} + k_d) \cdot k_p$$

где Z_b – базовый оклад, руб.;

$k_{\text{пр}}$ – премиальный коэффициент (определяется Положением об оплате труда);

k_d – коэффициент доплат и надбавок (в НИИ и на промышленных предприятиях – за расширение сфер обслуживания, за профессиональное мастерство, за вредные условия: определяется Положением об оплате труда);

k_p – районный коэффициент, равный 1,3 (для Томска).

Таблица 10 – Расчет основной заработной платы

Исполнители	Z_b , руб.	$k_{\text{пр}}$	k_d	k_p	Z_m , руб.	$Z_{\text{дн.}}$, руб.	T_r , раб. дн.	$Z_{\text{осн.}}$, руб.
Руководитель	34682	1,3	-	1,3	58612,6	1981,8	45	89181
Бакалавр	-	-	-	1,3	-	-	125	-
Итого:								89181

4.3.4 Дополнительная заработная плата исполнителей темы

Дополнительная заработная плата рассчитывается исходя из 10 - 15% от основной заработной платы, работников, непосредственно участвующих в выполнении темы:

$$Z_{\text{доп}} = k_{\text{доп}} \cdot Z_{\text{осн}}$$

где $Z_{\text{доп}}$ – дополнительная заработная плата, руб.;

$k_{\text{доп}}$ – коэффициент дополнительной зарплаты;

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

Таблица 5.11 – Заработная плата исполнителей НТИ

Заработная плата	Руководитель	Бакалавр
Основная зарплата	89181	-
Дополнительная зарплата	13377,2	-
Итого по статье $C_{\text{зп}}$	102558,2	0

4.3.5 Отчисления во внебюджетные фонды (страховые отчисления)

Статья включает в себя отчисления во внебюджетные фонды.

$$C_{\text{внеб}} = k_{\text{внеб}} \cdot (Z_{\text{осн}} + Z_{\text{доп}}),$$

где $k_{\text{внеб}}$ – коэффициент отчислений на уплату во внебюджетные фонды (пенсионный фонд, фонд обязательного медицинского страхования и пр.).

Таблица 4.12 – Отчисления во внебюджетные фонды

Исполнитель	Основная заработная плата, руб.	Дополнительная заработная плата, руб.
Руководитель проекта	89181	13377,2
Бакалавр	-	-
Коэффициент отчисления во внебюджетные фонды	27,1 %	
Отчисления, руб.	24168,1	3625,2
Итого	27793,3	

4.3.6 Накладные расходы

Накладные расходы – это расходы на прочие затраты, не учитываемые в п.п 1.3.1 – 1.3.3, например, затраты на печать, ксерокопирование, оплата интернета и прочих услуг связи и коммуникации, электроэнергии. Величина накладных расходов определяется по формуле:

$$Z_{\text{накл}} = (\text{сумма статей } 1 \div 5) \cdot k_{\text{нр}},$$

где $k_{\text{нр}}$ – коэффициент, учитывающий накладные расходы.

Величина коэффициента накладных расходов принята в размере 16%.

Рассчитаем накладные расходы на выполнение НИИ:

$Z_{\text{накл}} \text{ исп } 1 = (1261 + 126100 + 89181 + 13377,2 + 27793,3) \cdot 0,16 = 41234$
рублей

$Z_{\text{накл}} \text{ исп } 2 = (1000 + 126100 + 89181 + 13377,2 + 27793,3) \cdot 0,16 = 41192$
рублей

$Z_{\text{накл}} \text{ исп } 3 = (1100 + 126100 + 89181 + 13377,2 + 27793,3) \cdot 0,16 = 41208$
рублей

4.3.7 Формирование бюджета затрат научно-исследовательского проекта

Рассчитанная величина затрат научно-исследовательской работы является основой для формирования бюджета затрат проекта, который при формировании договора с заказчиком защищается научной организацией в качестве нижнего предела затрат на разработку научно-технической продукции.

Таблица 4.13 – Расчет бюджета затрат НИИ

Наименование статьи	Сумма, руб.		
	Исп. 1	Исп. 2	Исп. 3
1. Материальные затраты НИИ	1261	1000	1100
2. Специальное оборудование для научных работ	68200	68200	68200
3. Основная заработная плата	89181	89181	89181
4. Дополнительная заработная плата	13377,2	13377,2	13377,2
5. Отчисления на социальные нужды	27793,3	27793,3	27793,3
6. Накладные расходы	41234	41192	41208
7. Бюджет затрат	241046,5	240743,5	240859,5

При сравнении значений интегральных показателей эффективности показывает, что более эффективным вариантом решения поставленной в бакалаврской работе технической задачи с позиции финансовой и ресурсной эффективности является исполнение 2.

					<i>Финансовый менеджер, ресурсоэффективность и ресурсосбережение</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		97

Заключение

В ходе проведения работы я изучил, является ли реконструкция МГ путём строительства 2-ой нитки газопровода актуальна. Путем исследования на участке мГ в одном коридоре с существующим газопроводом, выявил что необходимость обхода данного направления является первостепенной задачей. Т.к. существующий газопровод не соответствует современным требованиям в части надежности и безопасности на участках, прилегающих к ГПЗ. Строительство второй нитки позволяет, производить ремонтные работы без отключения транспорта газа населению, используя резервную нитку. Таким образом, данная модернизация позволит сохранить устойчивое поступление газа населению, без отключений на время проведения сложных огневых работ, на участке магистрального газопровода.

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	«Исследование технологии реконструкции для участка магистрального газопровода»			
Разраб.		Вальтер Н.В.			Заключение	Лит.	Лист	Листов
Провер.							98	103
Реценз.		Чухарева Н.В.				ИШПР ТПУ гр. 32Б4Д		
Н. Контр.								
Утверд.		Брусник О.В.						

5. Литература

СНиП Ш-42-80. Магистральные трубопроводы. Правила производства и приемки работ/ Госстрой СССР. – М.: Стройиздат, 1981.

Методы контроля и измерений при защите подземных сооружений от коррозии / Н.П. Глазов и др.- М.: Недра, 1978.-215 с.

Капитальный ремонт магистральных трубопроводов / В.А. Березин, К.Е. Ращепкин и др.- М.: Недра, 1978.-364 с.

Изоляционные материалы и покрытия для нефтепроводов и резервуаров. Каталог /Журнал ЛКМ. – 1988.-192 с.

К.А. Забела, В.А. Красков, В.М. Москвич, А.Е. Сощенко. Безопасность пересечений трубопроводами водных преград / Под общей ред. К.А. Забелы.- М.: «Недра – Бизнесцентр», 2001.-195 с.

Безопасность России. Правовые социально-экономические и научно-технические аспекты. Безопасность трубопроводного транспорта. - М.: МГФ «Знание», 2002.-752 с.

П.И. Тугунов, В.Ф. Новоселов и др. Транспорт и хранение нефти и газа. - М.: Недра,1975г.

В. Д. Белоусов В. А., Э.М. Блейхер и др. Трубопроводный транспорт нефти и газа. – М.: Недра, 1978.

Р.А. Алиев, В.Д. Белоусов и др. Трубопроводный транспорт нефти и газа. – М.: Недра, 1988.

Л.А. Бабин, П.Н. Григоренко, Е.Н. Ярыгин. Типовые расчеты при сооружении трубопроводов.- М.: Недра, 1995. – 246 с.

ГОСТ Р 51164-98. Трубопроводы стальные магистральные. Общие требования к защите от коррозии. - М.: Госстандарт России, 1998. - 42 с.

Инструкция по применению стальных труб в газовой и нефтяной промышленности. -М.: РАО «Газпром», 1996. - 68 с.

					НАЗВАНИЕ ДОКУМЕНТА			
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата				
Разраб.		Вальтер Н.В.			Литература	Лит.	Лист	Листов
Провер.							99	103
Реценз.		Чухарева Н.В.				ИШПР ТПУ гр. 32Б4Д		
Н. Контр.								
Утверд.		Брусник О.В.						

М.В. Лурье Математическое моделирование процессов трубопроводного транспорта углеводородов. ГУБ Издательство «Нефть и газ» РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина, 2002.

Авторское свидетельство на изобретение № 1694698. «Устройство для измерения максимальной скорости коррозии магистральных трубопроводов», авторы: В.И. Хижняков и др.

Законы Российской Федерации

1) Об охране окружающей среды ГД ФС РФ от 20.12.2001 действие с 12.01.2002

2) Об экологической экспертизе ГД ФС РФ от 19.07.1995 действие с 15.04.1998

3) О пожарной безопасности РФ ГД ФС РФ от 18.11.1994 действие с 10.01.2003

4) О промышленной безопасности опасных промышленных объектов ГД ФС РФ от 20.06.1997 действие с 10.01.2003

Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности.- М.: НПО ОБТ, 2001.- 258 с. ГОСТ Р ИСО 14004-98. Системы управления окружающей средой. Руководство по принципам организации и методам обеспечения функционирования.- М.: ИПК Изд-во стандартов, 1999.-73 с.

Н.В. Крепша, Ю.Ф. Свиридов. Безопасность жизнедеятельности: Метод указания. Томск.- Изд. ТПУ, 2002.-35 с.

Руководящие нормативные документы

СНиП 2.05.06-85*. «Магистральные трубопроводы»;

СНиП III-42-80*." Магистральные трубопроводы»;

СНиП 23-01-99. «Строительная климатология»;

СНиП 11-01-95." Инструкция о порядке разработки, согласования, утверждения и составе проектной документации на строительство предприятий, зданий и сооружений";

СНиП III-4-80* "Техника безопасности в строительстве";

					<i>Литература</i>	<i>Лист</i>
						100
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		

СНиП 12-03-99 "Безопасность труда в строительстве". Часть 1. Общие требования;

СНиП 3.02.01-87 "Земляные сооружения основания и фундамента»;

ВСН 006-89. "Строительство магистральных и промысловых трубопроводов. Сварка". Миннефтегазстрой;

ВСН 011-88."Строительство магистральных и промысловых трубопроводов. Очистка полости и испытание". Миннефтегазстрой;

ВСН 008-88. "Строительство магистральных и промысловых трубопроводов. Противокоррозионная и тепловая изоляция ". Миннефтегазстрой;

ВСН 179-85. "Инструкция по рекультивации земель при строительстве трубопроводов";

ВСН 014-89."Строительство магистральных и промысловых трубопроводов. Охрана окружающей среды ". Миннефтегазстрой;

ВСН 012-88 ч.1.2. "Строительство магистральных и промысловых трубопроводов. Литература Лист 108 Изм Лист № докум Подп. Дата Контроль качества и приёмка работ". Миннефтегазстрой;

ВСН 004-88."Строительство магистральных и промысловых трубопроводов. Технология и организация". Миннефтегазстрой;

ВСН-51-1-80. "Инструкция по производству строительных работ в охранных зонах магистральных трубопроводов Министерства газовой промышленности";

ОНТП 51-1-85. Общесоюзные нормы технологического проектирования. Магистральные трубопроводы, с изменением 1997 г;

ВСН 51-1-97. "Правила производства работ при капитальном ремонте магистральных газопроводов". Газпром 1997 г. "Инструкция по применению стальных труб в газовой и нефтяной промышленности". Москва 2000 г;

ГОСТ Р51164-98 "Трубопроводы стальные магистральные. Общие требования к защите от коррозии";

ВРД 39-1.10-006-2000*. "Правила технической эксплуатации магистральных газопроводов";

					НАЗВАНИЕ ДОКУМЕНТА	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		101

ВРД 39-1.10-004-99. Методические рекомендации по количественной оценке состояния магистральных газопроводов с коррозионными дефектами, их ранжирование по степени опасности и определению остаточного ресурса, ОАО «Газпром», 2000. "Правила безопасности при эксплуатации магистральных газопроводов". Мингазпром 1984г.;

"Правила техники безопасности при строительстве стальных магистральных трубопроводов";

"Правила охраны магистральных трубопроводов". 1992 г. М. Минтопэнерго;

"Правила устройства и безопасной эксплуатации грузоподъемных кранов" утв. Госгортехнадзором СССР;

"Правила устройств электроустановок";

"Свод Правил по сооружению магистральных газопроводов" СП Москва 1996г. Правила техники безопасности при строительстве магистральных стальных трубопроводов;

РД-102-011-89 "Охрана труда";

РД 558-97. "Руководящий документ по технологии сварки труб при производстве ремонтно-восстановительных работ на газопроводах". Москва 1997 г; СП 111-34-96 "Очистка полости и испытание газопроводов";

СП 105-34-96 "Производство сварочных работ и контроль качества сварных соединений";

СП 104-34-96 "Производство земляных работ";

СП 109-34-97 "Свод правил по сооружению переходов под автомобильными и железными дорогами";

"Типовая инструкция по безопасному ведению огневых работ на газовых объектах Мингазпрома СССР";

Федеральный закон о газоснабжении в Российской Федерации.

					<i>Литература</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		102

Приложение А

Название работы	Трудоёмкость работ									Исполнители, количество	Длительность работ в рабочих днях T_{pi}			Длительность работ в календарных днях T_{ki}				
	t_{\min} ЧЕЛ.-ДНИ			t_{\max} ЧЕЛ.-ДНИ			$t_{\text{ож}}$ ЧЕЛ.-ДНИ				исп. 1	исп. 2	исп. 3	исп. 1	исп. 2	исп. 3		
	исп. 1	исп. 2	исп. 3	исп. 1	исп. 2	исп. 3	исп. 1	исп. 2	исп. 3									
Составление и утверждение темы проекта	4	7	9	7	10	12	5	8	10	Руководитель	5	8	10	9	14	17		
Анализ актуальности темы	2	5	8	5	10	14	7	7	11	Бакалавр	7	7	11	12	12	19		
Поиск и изучение материала по теме	10	12	15	15	18	20	12	15	17	Бакалавр	12	15	17	21	26	29		
Выбор направления исследований	3	6	7	7	9	11	5	7	9	Руководитель Бакалавр	3	4	5	5	7	9		
Календарное планирование работ	6	7	7	8	10	12	7	8	9	Руководитель Бакалавр	4	4	5	7	7	9		
Изучение литературы по теме	10	14	16	13	16	18	11	15	17	Бакалавр	11	15	11	19	26	19		
Подбор нормативных документов	10	7	5	15	12	10	12	9	7	Бакалавр	12	9	12	21	15	21		
Составление блок-схем, таблиц и проведение расчетов	3	7	10	5	12	16	4	9	13	Бакалавр	4	9	4	7	15	7		
Определение целесообразности проведения работ	5	6	9	7	10	12	6	8	10	Руководитель Бакалавр	3	4	5	5	7	9		
Оформление пояснительной записки	7	8	10	10	12	16	8	10	13	Бакалавр	8	10	13	14	17	22		
Разработка презентации и раздаточного материала	1	3	4	3	5	6	2	4	5	Бакалавр	2	4	5	4	7	9		
Итого, дн																124	146	170