

**Министерство науки и высшего образования Российской Федерации**  
 Федеральное государственное автономное образовательное учреждение  
 высшего образования

**«НАЦИОНАЛЬНЫЙ ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ  
 ТОМСКИЙ ПОЛИТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ»**

Инженерная школа природных ресурсов (ИШПР)  
 Направление подготовки (специальность) 21.03.01 «Нефтегазовое дело»  
Профиль «Эксплуатация и обслуживание объектов транспорта и хранения  
нефти, газа и продуктов переработки»  
 Отделение нефтегазового дела

**БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА**

<b>Тема работы</b>
Разработка комплекса мероприятий по сооружению подводного перехода магистрального газопровода «Уренгой-Центр» через реку Чулым

УДК 622.691.4.053.074(204.1)

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б71Т	Богатырев А.И.		

Руководитель

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

**КОНСУЛЬТАНТЫ:**

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и  
 ресурсосбережение»

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

По разделу «Социальная ответственность»

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

**ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:**

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

# Планируемые результаты обучения по ООП

## Планируемые результаты обучения

Код результата	Результат обучения (выпускник должен быть готов)	Требования ФГОС, критериев и/или заинтересованных сторон
<b>В соответствии с общекультурными, общепрофессиональными и профессиональными компетенциями</b>		
P1	Приобретение профессиональной эрудиции и широкого кругозора в области гуманитарных и естественных наук и использование их в профессиональной деятельности	Требования ФГОС ВО (ОК-1, ОК-2, ОК-3, ОК-4, ОК-5, ОК-7, ОК-8) (ЕАС-4.2а) (АВЕТ-3А)
P2	Уметь анализировать экологические последствия профессиональной деятельности в совокупности с правовыми, социальными и культурными аспектами и обеспечивать соблюдение безопасных условий труда	Требования ФГОС ВО (ОК-3, ОК-4, ОК-7, ОК-9) ПК-4, ПК-5, ПК-13, ПК-15.
P3	Уметь самостоятельно учиться и непрерывно повышать квалификацию в течение всего периода профессиональной деятельности	Требования ФГОС ВО (ОК-1, ОК-2, ОК-3, ОК-4, ОК-7, ОК-8, ОК-9) (АВЕТ-3i), ПК1, ПК-23, ОПК-6, ПК-23
P4	Грамотно решать профессиональные инженерные задачи с использованием современных образовательных и информационных технологий	Требования ФГОС ВО (ОПК-1, ОПК-2, ОПК-3, ОПК-4, ОПК-5, ОПК-6) (ЕАС-4.2d), (АВЕТ3е)
<b>В области производственно-технологической деятельности</b>		
P5	Управлять технологическими процессами, эксплуатировать и обслуживать оборудование нефтегазовых объектов	Требования ФГОС ВО (ПК-1, ПК-2, ПК-3, ПК-4, ПК-7, ПК-8, ПК-9, ПК-10, ПК-11, ПК-13, ПК-14, ПК-15)
P6	Внедрять в практическую деятельность инновационные подходы для достижения конкретных результатов	Требования ФГОС ВО (ПК-1, ПК-5, ПК-6, ПК-10, ПК-12)
<b>В области организационно-управленческой деятельности</b>		
P7	Эффективно работать индивидуально и в коллективе по междисциплинарной тематике, организовывать работу первичных производственных подразделений, обеспечивать корпоративные интересы и соблюдать корпоративную этику	Требования ФГОС ВО (ОК-5, ОК-6, ПК-16, ПК-18) (ЕАС-4.2-h), (АВЕТ-3d)
P8	Осуществлять маркетинговые исследования и участвовать в создании проектов, повышающих эффективность использования ресурсов	Требования ФГОС ВО (ПК-5, ПК-14, ПК17, ПК-19, ПК-22)
<b>В области экспериментально-исследовательской деятельности</b>		
P9	Определять, систематизировать и получать необходимые данные для экспериментально-исследовательской деятельности в нефтегазовой отрасли	Требования ФГОС ВО (ПК-21, ПК-23, ПК-24, ПК-25, ПК-26)
P10	Планировать, проводить, анализировать, обрабатывать экспериментальные исследования с интерпретацией полученных результатов с использованием современных методов моделирования и компьютерных технологий	Требования ФГОС ВО (ПК-22, ПК-23, ПК-24, ПК-25, ПК-26,) (АВЕТ-3b)
<b>В области проектной деятельности</b>		
P11	Способность применять знания, современные методы и программные средства проектирования для составления проектной и рабочей и технологической документации объектов бурения нефтяных и газовых скважин, добычи, сбора, подготовки, транспорта и хранения углеводородов	Требования ФГОС ВО (ПК-27, ПК-28, ПК-29, ПК-30) (АВЕТ-3с), (ЕАС-4.2-е)

**Министерство науки и высшего образования Российской Федерации**  
 Федеральное государственное автономное образовательное учреждение  
 высшего образования

Инженерная школа природных ресурсов (ИШПР)  
 Направление подготовки (специальность) 21.03.01 «Нефтегазовое дело»  
Профиль «Эксплуатация и обслуживание объектов транспорта и хранения  
нефти, газа и продуктов переработки»  
 Отделение нефтегазового дела

УТВЕРЖДАЮ:  
 Руководитель ООП ОНД ИШПР  
 \_\_\_\_\_  
 (Подпись)      (Дата)      **Брусник О.В.**  
 (Ф.И.О.)

**ЗАДАНИЕ**  
**на выполнение выпускной квалификационной работы**

В форме:

бакалаврской работы
------------------------

Студенту:

Группа	ФИО
3-2Б71Т	Богатыреву Андрею Ивановичу

Тема работы:

Разработка комплекса мероприятий по сооружению подводного перехода магистрального газопровода «Уренгой-Центр» через реку Чулым	
Утверждена приказом директора (дата, номер)	05.02.2021 г. Приказ № 36-78/с

Срок сдачи студентом выполненной работы:	24.06.2021 г.
--	---------------

**ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:**

<p><b>Исходные данные к работе</b></p> <p><i>(наименование объекта исследования или проектирования; производительность или нагрузка; режим работы (непрерывный, периодический, циклический и т. д.); вид сырья или материал изделия; требования к продукту, изделию или процессу; особые требования к особенностям функционирования (эксплуатации) объекта или изделия в плане безопасности эксплуатации, влияния на окружающую среду, энергозатратам; экономический анализ и т. д.).</i></p>	<p>Объектом исследования магистральный газопровода «Уренгой-Центр», и сооружение подводного перехода.</p>
---	---

<p><b>Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов</b></p> <p><i>(аналитический обзор по литературным источникам с целью выяснения достижений мировой науки техники в рассматриваемой области; постановка задачи исследования, проектирования, конструирования; содержание процедуры исследования, проектирования, конструирования; обсуждение результатов выполненной работы; наименование дополнительных разделов, подлежащих разработке; заключение по работе).</i></p>	<ol style="list-style-type: none"> <li>1. Произвести расчеты по магистральному нефтепроводу;</li> <li>2. Составить план на капитальный ремонт, и выбрать методику его проведения;</li> <li>3. Порядок выполнения подготовительных и основных работ по ремонту;</li> <li>4. Предотвращение аварийных ситуаций при выполнении подготовительных и ремонтных работах на нефтепроводе.</li> </ol>
<p><b>Перечень графического материала</b> <i>(с точным указанием обязательных чертежей)</i></p>	нет

**Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы**

*(с указанием разделов)*

Раздел	Консультант
«Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»	Трубченко Т.Г., Профессор ОСГН
«Социальная ответственность»	Мезенцева И.Л., ассистент ООД

**Названия разделов, которые должны быть написаны на русском и иностранном языках:**

На русском языке: реферат, обзор литературы, расчетная часть, Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение, Социальная ответственность, Заключение.

<p><b>Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику</b></p>	
--	--

**Задание выдал руководитель:**

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

**Задание принял к исполнению студент:**

Группа	ФИО	Подпись	Дата
З-2Б71Т	Богатырев А.И.		

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

Студенту:

<b>Группа</b>	<b>ФИО</b>
3-2Б71Т	Богатыреву Андрею Ивановичу

<b>Школа</b>	<b>ИШПР</b>	<b>Отделение (НОЦ)</b>	<b>ОАР</b>
Уровень образования	Бакалавриат	Направление/специальность	21.03.01 «Нефтегазовое дело»

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

1. Стоимость ресурсов научного исследования (НИ): материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих	Примерный бюджет проекта – 200 тыс руб.; В реализации проекта задействованы два человека: руководитель, инженер.
2. Нормы и нормативы расходования ресурсов	Накладные расходы 16%; Районный коэффициент 30% Минимальный размер оплаты труда (на 01.01.2021) 18 426 руб.
3. Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования	Коэффициент отчислений на уплату во внебюджетные фонды 30 %

**Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:**

1. Оценка коммерческого и инновационного потенциала НТИ	Описание потенциальных потребителей, анализ конкурентных технических решений, SWOT-анализ
2. Планирование процесса управления НТИ: структура и график проведения, бюджет, риски и организация закупок	Планирование работ, разработка диаграммы Ганта, формирование бюджета затрат.
3. Определение ресурсной, финансовой, экономической эффективности	Оценка сравнительной эффективности исследования. Интегральный показатель ресурсоэффективности Интегральный показатель эффективности Сравнительная эффективность проекта

**Перечень графического материала (с точным указанием обязательных чертежей):**

1. Оценка конкурентоспособности НТИ
2. Матрица SWOT
3. График проведения и бюджет НТИ
4. Оценка ресурсной, финансовой и экономической эффективности НТИ

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

**Задание выдал консультант:**

<b>Должность</b>	<b>ФИО</b>	<b>Ученая степень, звание</b>	<b>Подпись</b>	<b>Дата</b>
Доцент ОСГН ШБИП	Трубченко Т. Г.	Канд.экон.наук, доцент		

**Задание принял к исполнению студент:**

<b>Группа</b>	<b>ФИО</b>	<b>Подпись</b>	<b>Дата</b>
3-2Б71Т	Богатырев Андрей Иваович		

## ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»

Студенту:

<b>Группа</b>	<b>ФИО</b>
3-2Б71Т	Богатырев Андрей Иванович

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

Тема ВКР:

Разработка комплекса мероприятий по сооружению подводного перехода магистрального газопровода «Уренгой-Центр» через реку Чулым	
<b>Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:</b>	
1. Характеристика объекта исследования (вещество, материал, прибор, алгоритм, методика, рабочая зона) и области его применения	Объект исследования: технология сооружения подводного перехода магистрального газопровода. Область применения: магистральные газопроводы
Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:	
<p><b>1. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности:</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>– специальные (характерные при эксплуатации объекта исследования, проектируемой рабочей зоны) правовые нормы трудового законодательства;</li> <li>– организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны.</li> </ul>	<p>1. ГОСТ 12.2.049-80 ССБТ. Оборудование производственное. Общие эргономические требования.</p> <p>2. СанПиН 1.2.3685-21 "Гигиенические нормативы и требования к обеспечению безопасности и (или) безвредности для человека факторов среды обитания"</p> <p>3. «Трудовой кодекс Российской Федерации» от 30.12.2001 № 197-ФЗ (ред. от 24.04.2020).</p> <p>4. Трудовой кодекс РФ, редакции от 01.01.2020</p>
<p><b>2. Производственная безопасность:</b></p> <p>2.1. Анализ выявленных вредных и опасных факторов</p> <p>2.2. Обоснование мероприятий по снижению воздействия</p>	<p>Вредные факторы:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- Превышение уровня шума</li> <li>- Повышенная запыленность и загазованность воздуха рабочей зоны</li> <li>- Отклонения показателей климата на открытом воздухе</li> <li>- Недостаток необходимого естественного освещения.</li> </ul> <p>Опасные факторы:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- Движущиеся машины и механизмы производственного оборудования</li> <li>- Поражение электрическим током</li> </ul>
<p><b>3. Экологическая безопасность:</b></p>	<p>1. Атмосфера:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- Загрязнение выбросами выхлопных газов от строительной техники при производстве работ.</li> </ul> <p>2. Литосфера:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- сохранение плодородного слоя почвы после ремонтных работ.</li> </ul> <p>3. Гидросфера:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- разливы ГСМ на водных акваториях.</li> </ul>
<p><b>4. Безопасность в чрезвычайных ситуациях:</b></p>	<p>Возможные ЧС: лесные пожары, возгорания ГСМ, разливы нефти в результате порыва нефтепровода.</p> <p>Наиболее типичная ЧС: утечки газа.</p>

--	--

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

**Задание выдал консультант:**

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

**Задание принял к исполнению студент:**

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б71Т	Богатырев Андрей Иванович		

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

Инженерная школа природных ресурсов (ИШПР)  
 Направление подготовки (специальность) 21.0301 «Нефтегазовое дело»  
 Профиль «Эксплуатация и обслуживание объектов транспорта и хранения нефти, газа и продуктов переработки»  
 Уровень образования бакалавриат  
 Отделение нефтегазового дела  
 Период выполнения \_\_\_\_\_ (осенний / весенний семестр 2018 /2019 учебного года)

**Форма представления работы:**

**Бакалаврская работа**

(бакалаврская работа, дипломный проект/работа, магистерская диссертация)

### КАЛЕНДАРНЫЙ РЕЙТИНГ-ПЛАН

Срок сдачи студентом выполненной работы: \_\_\_\_\_

#### выполнения выпускной квалификационной работы

Дата контроля	Название раздела (модуля) / вид работы (исследования)	Максимальный балл раздела (модуля)
14.03.2021	Характеристика условного производственного объекта	10
28.03.2021	Введение	10
15.04.2021	Анализ существующих технологий прокладки подземного перехода	20
29.04.2021	Анализ технологии прокладки подземного перехода «методом кривых»	20
05.05.2021	Финансовый менеджмент	10
12.05.2021	Социальная ответственность	10
19.05.2021	Заключение	10
25.05.2021	Презентация	10

**СОСТАВИЛ:**

**Руководитель ВКР**

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

**СОГЛАСОВАНО:**

**Руководитель ООП**

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата

Доцент ОНД ИШПР	Брусник О.В.	к.п.н.		
--------------------	--------------	--------	--	--

## РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа представлена на 99 листах, содержит 11 рисунков, 24 таблицы, 22 источника литературы, 1 прил.

Ключевые слова: реконструкция, подготовительные работы, разрешительная документация, земляные работы, сварочно-монтажные 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 2ой 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. Изучение нормативно-технической документации по сооружению подводного перехода;
2. Проведение расчетов для сооружения подводного перехода;
3. Проработка выполнения подготовительных и основных работ по сооружению подводного перехода;
4. Выявление мероприятий по охране труда и защите окружающей среды.

					Разработка комплекса мероприятий по сооружению подводного перехода магистрального газопровода «Уренгой-Центр» через реку Чулым			
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>				
Разраб.		Богатырев А.И.			<i>Реферат</i>	<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
Руковод.		Гончаров Н.В.					9	99
Консульт						НИ ТПУ ИШПР зр.-3-2Б71Т		
Рук-ль ООП		Брусник О.В.						

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

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

## ABSTRACT

The final qualifying work is presented on 99 pages, contains 11 figures, 24 tables, 22 sources of literature, 1 app.

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

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

**Relevance** - the main idea is to modernize existing reconstruction technologies in accordance with modern standards and rules for safe operation on the main gas pipeline.

The aim of the work is to reconstruct the main gas pipeline by constructing a second line of the gas pipeline on the main gas pipeline section in the same corridor with the existing gas pipeline, then up to km 21.7 outside the city limits, north of the existing gas pipeline and further up to km 34 - in the same corridor with the existing gas pipeline, with further dismantling of the existing gas pipeline in this section.

**Tasks:**

1. Development of normative and technical documentation on this subject, taking into account the specifics of the enterprise;
2. Carry out calculations for the reconstruction of the main gas pipeline.
3. Elaboration of empirically obtained data;
4. Identification of measures for labor protection and environmental protection.

					Разработка комплекса мероприятий по сооружению подводного перехода магистрального газопровода «Уренгой-Центр» через реку Чулым							
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>								
<i>Разраб.</i>	<i>Богатырев А.И.</i>				<i>Abstract</i>			<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>		
<i>Руковод.</i>	<i>Гончаров Н.В.</i>									11	99	
<i>Консульт</i>								<i>НИ ТПУ ИШПР зр.-3-2Б71Т</i>				
<i>Рук-ль ООП</i>	<i>Брусник О.В.</i>											

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

					<i>Abstract</i>	<i>Лист</i>
						12
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		

## ПРИНЯТЫЕ СОКРАЩЕНИЯ И ОБОЗНАЧЕНИЯ

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.

					Разработка комплекса мероприятий по сооружению подводного перехода магистрального газопровода «Уренгой-Центр» через реку Чулым							
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>								
<i>Разраб.</i>		<i>Богатырев А.И.</i>			<i>Принятые обозначения и сокращения</i>			<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>		
<i>Руковод.</i>		<i>Гончаров Н.В.</i>								13	99	
<i>Консульт</i>								<i>НИ ТПУ ИШПР зр.-3-2Б71Т</i>				
<i>Рук-ль ООП</i>		<i>Брусник О.В.</i>										

## Оглавление

<b>ВВЕДЕНИЕ .....</b>	<b>17</b>
<b>1. ТЕХНОЛОГИИ И МЕТОДЫ СТРОИТЕЛЬСТВА ПОДВОДНЫХ ПЕРЕХОДОВ МАГИСТРАЛЬНЫХ ГАЗОПРОВОДОВ .....</b>	<b>18</b>
<b>1.1 Характеристика и описания подводного перехода .....</b>	<b>18</b>
<b>1.2 Методы строительства подводных переходов .....</b>	<b>19</b>
<b>2. ХАРАКТЕРИСТИКА ОБЪЕКТА СТРОИТЕЛЬСТВА .....</b>	<b>30</b>
<b>2.1 Характеристикам магистрального газопровода .....</b>	<b>30</b>
<b>2.2 Выбор технологии для строительства подводного перехода магистрального газопровода через реку Чулым .....</b>	<b>34</b>
<b>3. РАСЧЕТНАЯ ЧАСТЬ .....</b>	<b>36</b>
<b>3.1 Исходные данные .....</b>	<b>36</b>
<b>3.2 Расчет диаметра трубопровода .....</b>	<b>37</b>
<b>3.3 Расчет весовых характеристик трубопровода .....</b>	<b>40</b>
<b>3.4 Расчет параметров спусковой дорожки .....</b>	<b>41</b>
<b>3.5 Расчет высоты оси трубопровода на роликовой опоре .....</b>	<b>43</b>
<b>3.6 Расчет на пластические деформаций .....</b>	<b>45</b>
<b>4 ТЕХНОЛОГИЯ ВЫПОЛНЕНИЯ РАБОТ .....</b>	<b>47</b>
<b>4.1 Основные требования нормативных документов .....</b>	<b>47</b>
<b>4.2 Обоснование организационно-технологической схемы .....</b>	<b>48</b>
<b>4.3 Организационный период .....</b>	<b>49</b>
<b>4.4 Подготовительные работы на трассе линейного объекта .....</b>	<b>51</b>

					Разработка комплекса мероприятий по сооружению подводного перехода магистрального газопровода «Уренгой-Центр» через реку Чулым							
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>								
<i>Разраб.</i>		<i>Богатырев А.И.</i>			<i>Оглавление</i>			<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>		
<i>Руковод.</i>		<i>Гончаров Н.В.</i>						14	99			
<i>Консульт</i>												
<i>Рук-ль ООП</i>		<i>Брусник О.В.</i>						<i>НИ ТПУ ИШПР гр.-3-2571Т</i>				

<b>4.5 Основные работы .....</b>	<b>51</b>
4.5.1 Земляные работы .....	52
4.5.2 Прокладка участка трубопровода «методом кривых» .....	52
4.5.3 Сварочно-монтажные работы .....	54
4.5.4 Очистка полости, осушка и испытание газопровода.....	55
<b>4.6 Машины и оборудование задействованные в ремонте .....</b>	<b>59</b>
<b>5. СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ .....</b>	<b>62</b>
<b>Введение .....</b>	<b>62</b>
<b>5.1 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности .....</b>	<b>62</b>
<b>5.2 Производственная безопасность .....</b>	<b>63</b>
<b>5.3 Анализ вредных факторов и мероприятия по их устранению .....</b>	<b>65</b>
5.3.1 Превышение уровня шума .....	65
5.3.2 Повышенная запыленность и загазованность воздуха рабочей зоны .....	66
5.3.3 Отклонение показателей климата на открытом воздухе.....	67
5.3.4 Недостаточная освещенность рабочей зоны.....	68
<b>5.4 Анализ основных опасных факторов и мероприятия по их устранению ..</b>	<b>69</b>
5.4.1 Движущиеся машины и механизмы производственного оборудования.....	69
5.4.2 Поражение электрическим током.....	69
<b>5.5 Экологическая безопасность .....</b>	<b>70</b>
<b>5.6 Защита атмосферы .....</b>	<b>70</b>
<b>5.7 Защита литосферы .....</b>	<b>71</b>
<b>5.8 Защита гидросферы .....</b>	<b>72</b>
<b>5.9 Безопасность при чрезвычайных ситуациях .....</b>	<b>72</b>
<b>Выводы по разделу.....</b>	<b>73</b>
<b>6 ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ .....</b>	<b>74</b>

<b>6.1 Оценка коммерческого потенциала и перспективности проведения научных исследований с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения .....</b>	<b>74</b>
<b>6.2 Анализ конкурентных технических решений .....</b>	<b>75</b>
<b>6.3 SWOT-анализ .....</b>	<b>77</b>
<b>6.4 Планирование научно-исследовательских работ .....</b>	<b>81</b>
<b>6.5 Определение трудоемкости выполнения работ .....</b>	<b>81</b>
<b>6.6 Разработка графика проведения научного исследования .....</b>	<b>83</b>
<b>6.7 Бюджет научно-технического исследования НТИ .....</b>	<b>84</b>
6.7.1. Расчет материальных затрат НТИ .....	84
6.7.2 Расчёт амортизационных отчислений .....	84
6.7.3 Основная заработная плата исполнителей темы .....	85
6.7.4 Дополнительная заработная плата исполнителей темы .....	88
6.7.5 Отчисления во внебюджетные фонды .....	89
6.7.6 Накладные расходы .....	89
<b>6.8 Формирование бюджета затрат научно-исследовательского проекта .....</b>	<b>90</b>
<b>6.9 Определение ресурсной (ресурсосберегающей), финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности исследования .....</b>	<b>90</b>
<b>Выводы по разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение» .....</b>	<b>92</b>
<b>ЗАКЛЮЧЕНИЕ .....</b>	<b>94</b>
<b>СПИСОК ИСПОЛЬЗУЕМЫХ ИСТОЧНИКОВ .....</b>	<b>95</b>

## ВВЕДЕНИЕ

В настоящее время стратегия в системе магистрального транспорта газа в звеньях технологических цепочек ориентирована на увеличение интенсивности производственных процессов. Но для реализации данного подхода необходимо формирование комплексного подхода из набора мероприятий направленных на повышение эксплуатационной надежности трубопроводов.

Единственной функцией магистрального газопровода является транспортировка природного газа от мест добычи до мест потребления. Надежность эксплуатации магистрального газопровода определяется его способность осуществлять требуемые функции в течение регламентированного периода времени.

В рамках этой концепции своевременный ремонт и качественной обслуживание является важнейшей составляющей успешности.

В качестве примера такого подхода, были выполнена разработка решений по проектированию подводного перехода через р.Чулым магистрального газопровода "Уренгой-Центр".

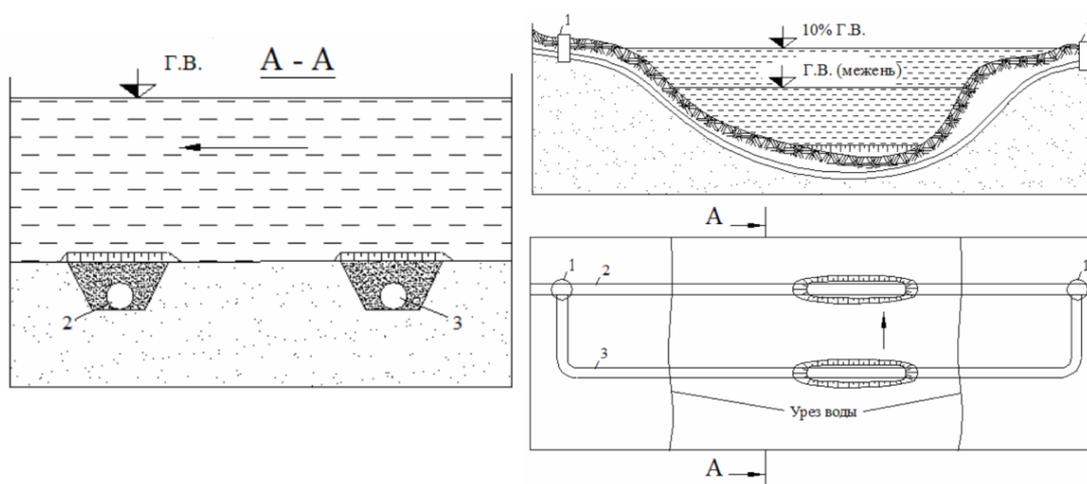
Целью данной работы являлось обоснование и выбор наиболее оптимальной технологии для выполнения прокладки подводного перехода через р. Чулым участка магистрального газопровода "Уренгой-Центр".

					Разработка комплекса мероприятий по сооружению подводного перехода магистрального газопровода «Уренгой-Центр» через реку Чулым			
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата				
Разраб.		Богатырев А.И.			<i>Введение</i>	Лит.	Лист	Листов
Руковод.		Гончаров Н.В.					17	99
Консульт						НИ ТПУ ИШПР зр.-3-2571Т		
Рук-ль ООП		Брусник О.В.						

# 1. ТЕХНОЛОГИИ И МЕТОДЫ СТРОИТЕЛЬСТВА ПОДВОДНЫХ ПЕРЕХОДОВ МАГИСТРАЛЬНЫХ ГАЗОПРОВОДОВ

## 1.1 Характеристика и описания подводного перехода

В технологии строительства и ремонта трубопроводов, подводным переходом принято называть участок трубопровода, проложенный через реку или водоем шириной в межень по зеркалу воды более 10 и глубиной свыше 1,5 м, или шириной по зеркалу воды в межень 25 м и более независимо от глубины. При строительстве или ремонте данной системы сооружений необходимо применение специальных подводно-технических работ. Типовая схема подводного перехода представлена на рисунке 1.



1 –запорная арматура; 2 –основная нитка перехода; 3 –резервная нитка  
перехода

Рисунок 1 –Типовая схема подводного перехода трубопровода

К категории подводных переходов следует относить все участки трубопроводов, приложенные как по поверхности дна реки (водоема), так и приложенные ниже гипсометрических отметок дна. К ним так же относятся трубопроводы, которые в период паводка они находятся под водой.

					Разработка комплекса мероприятий по сооружению подводного перехода магистрального газопровода «Уренгой-Центр» через реку Чулым			
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата				
Разраб.		Богатырев А.И.			Технологии и методы строительства подводных переходов магистральных газопроводов	Лит.	Лист	Листов
Руковод.		Гончаров Н.В.					18	99
Консульт						НИ ТПУ ИШПР гр.-3-2571Т		
Рук-ль ООП		Брусник О.В.						

При проектировании, строительстве, ремонте трубопроводов с подводными переходами, следует выполнять все те же требования, что и для надводных трубопроводов [1].

Как видно из рисунка 1, подводный переход в плане представляет собой двух- или трехтрубную систему, линии труб которой принято называть «нитками». Число труб может быть и большим, достигая на крупных магистральных газопроводах шести-семи ниток, но ни как ни меньше двух. Обязательным на границе подводного перехода устанавливают отключающие устройства- краны, или задвижки. Чтобы в случаи аварии перекрыть поступление продукта в подводную часть. Резервная нитка подключена к основной и включается в работу при возникновении аварии или при ремонте основной нитки.

Аналогично и надводной части, подводный переход трубопровода заглубляется в грунт. Глубину укладки определяют исходя ниже возможной границы размыва дна и берегов реки. Как правило дно реки не закрепляется. Крепление берегов выполняется сваями, габионами, сеткой и высаживанием растений.

## 1.2 Методы строительства подводных переходов

Технология прокладки трубопроводов через естественные и искусственные препятствия предполагает несколько конструктивных решений. Выбор метода сооружения подводного перехода и его конструкции, в каждом конкретном случаи определяется исходными данным. Среди которых наибольшее значения имеют непосредственно рабочие параметры трубопровода, технические и экологические условия его строительства и эксплуатации, и экономическим расчетом операции[2].

					Технологии и методы строительства подводных переходов магистральных газопроводов	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		19

В таблице 1 приведена сравнительная характеристика основных методов строительства подводного перехода трубопровода, с оценкой их особенностей.

Таблица 1 - Характеристика методов строительства подводного перехода

Метод прокладки перехода	Область применения	Ограничения и недостатки
Траншейные (разные технологии протаскивания – по дну, в защитном кожухе, под плитами, с засыпкой, с бетонным покрытием и др).	Переходы через водоемы, автостреды, системы коммуникации. Просты в реализации из-за низкой технологичности	Нарушается целостность поверхности речного дна и грунта, появляется дополнительное негативное воздействие на водный объект
Бестраншейные методы (горизонтальное бурение, микротоннелирование, метод кривых, и др.)	Переходы через водоемы, дороги, здания, сооружения, природные объекты, прибрежные участки моря, и т.д. Сложность технологической реализации	На допускают нарушения поверхности. Не большая протяженность участка перехода (за исключением микротоннелирования). Влияния геологических условий на возможность применения
Прокладка по дну, прокладка над толщей воды (опоры, поплавки, самонесущая конструкция)	Переходы через широкие водоемы, либо устройства трубопроводы. Влияние поверхности дна, берегов, грунтовой толщи, на опоры.	Необходимо обеспечить защиту трубопроводу от судов, снастей, якорей и др.

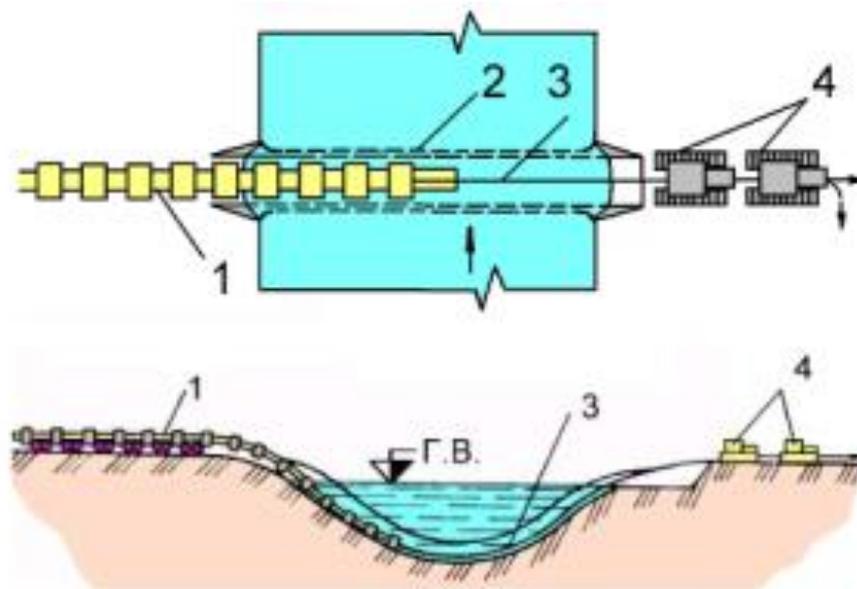
Траншейным метод основывается на укладке подготовленного участка трубопровода в специальную подводную траншею. Сам переход представляет собой отрезок (или несколько отрезков) трубопровода, общая длина которого на больше ширины водной преграды.

Основными траншейными способами укладки трубопроводов являются:

- протаскивание участка трубопровода по траншеи на дне;
- свободное погружение с поверхности воды на дно в траншею.

Наиболее популярным методом является - протаскивание. Суть данного метода заключается в следующем. Перед укладкой сваренный в нитку трубопроводный переход, заизолированный, утяжеленный и оснащенный приспособлениями, устанавливают на берегу. К одному концу крепят трос,

который на другом берегу закреплен к трактору (тягачу). Трубопровод протаскивают по дну заранее подготовленной подводной траншеи с одного берега на другой (рис.2). Данный способ обеспечивает укладку участка трубопровода, не создавая помехи судоходству. Последнее достаточно важно, поскольку большинство работ выполняется в летний период времени, когда по рекам выполняется судоходство.



1 – участок трубопровода; 2-траншея; 3-трос; 4-трактора

Рисунок 2 - Схема протаскивания трубопровода

При протаскивании технологическая последовательность операций, следующая:

- участок трубопровода на берегу сваривают, изолируют опрессовывают, футеруют, по необходимости балластируют;
- устраивают спусковую дорожку, по которой выполняется перемещение трубопровода от места сборки к реке;
- по дну реки прокладывают буксировочный трос;
- с помощью тракторов на противоположном берегу выполняют протаскивание трубопровода через водный объект по его дну;
- после протаскивания выполняют водолазное обследование;
- проложенный участок через водную преграду испытывают;
- определяют положение трубопровода и засыпают его грунтом.

Бестраншейные методы имеют несколько преимуществ перед траншейными. Это обусловлено целой серией факторов, влияние которых при траншейном методе значительно - строительство самих траншей, обустройство технологических площадок, применение различного оборудования, восстановление берегов после работ, благоустройство территорий, необходимость вывоза грунта, озеленение территории и д.р. [3]

Современные методы бестраншейной прокладки трубопровода через водную преграду обеспечивают быстрое и качественное выполнение работы. При этом сохраняется исходная эстетичность территории, все объекты благоустройства, природный ландшафт. Так же при такой технологии полностью исключается необходимость перекрытия судоходства.

По сравнению с траншейными, бестраншейные методы прокладки, обеспечивают решение [4]:

- более качественное выполнение перехода в силу заглубления трубопровода ниже поверхности деформаций дна и берегов реки;
- применение современного оборудования и высококачественных труб обеспечивает более высокую надежность последующей работы трубопровода;
- полностью исключаются берегоукрепительные работы;
- снижается объем компенсационных затрат выплачиваемых природоохранными и рыбохозяйственными государственными службами;
- в случае укладки трубопровода в защитном кожухе, или в тоннеле, обеспечивается высокая ремонтная способность перехода.

Среди бестраншейных методов укладки, наибольшее распространение имеет метод горизонтально-направленного бурения. Его сущность сводится к применению специальных буровых станков, которые выполняют предварительное бурение по рассчитанной траектории, с последующим расширением пилотной скважины расширителями, и протаскиванием через полость трубопровода.

Схема траектории пилотной скважины приведена на рисунке 3.

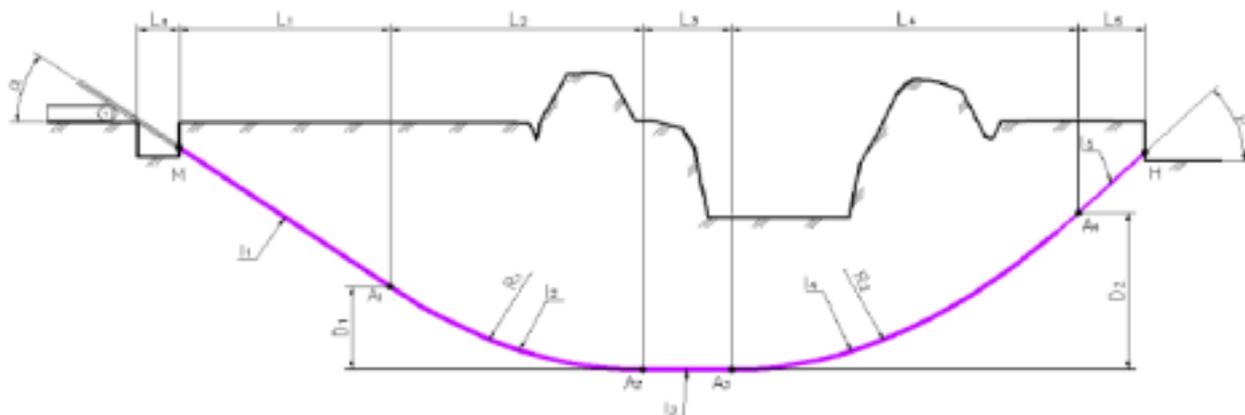


Рисунок 3 - Схема траектории пилотной скважины  
при строительстве подводного перехода  
методом наклонно-направленного бурения

На первом этапе строительства подводного производится бурение пилотной скважины по траектории будущего перехода. Диаметр пилотной скважины составляет 12 – 25 мм[7].

Бурение пилотной скважины - это важный этап, поскольку от него зависит конечная траектория приложения участка трубопровода. Есть два принципиально отличных друг от друга подхода – бурение с помощью буровых труб (через которые крутящий момент передается с дневной поверхности на породоразрушающий инструмент на забое), или применение забойного двигателя. В первом случае бурение выполняется специальной буровой головкой, в конструкции которой в передней части есть скос. Во втором случае бурение выполняется забойным двигателем (турбинным, электрическим) с шарошечным долотом. Более просты является применением буровой головки. Использование забойного двигателя выполняется только при сооружении переходом значительной протяженности.

В конструкции буровой головки есть гибкая приводная штанга, за счет которой выполняется не только контроль и управление процесса строительства скважины но и обход подземных препятствий при бурении.

В буровой головке есть несколько отверстий, предназначенных для подачи бурового раствора на забой скважины. Буровой раствор способствует:

- снижению трения в элементах буровой колонны;
- гидростатическое давление раствора предохраняет стенки скважины от обвала;
- улучшает теплообмен в скважине и охлаждает буровой инструмент;
- способствует более быстрому разрушению породы и выводит её обломки из скважины.

Местоположение буровой головки отслеживается с помощью специальных датчиков позиционирования, встроенных в корпус и приемного локатора, находящегося на поверхности и обрабатывающего сигналы.

Завершением процесса строительства пилотной скважины считается момент полного выхода буровой головки на дневную поверхность в заданной проектом точке.

На втором этапе работ выполняется расширение ствола скважины до диаметра, который на 25-30% превышает диаметр трубопровода.

Для этого, после выхода буровой головки на дневную поверхность поверхность, она отсоединяется от буровых труб. На её место устанавливаются риммер-расширитель обратного действия. За счет обратного хода буровой колонны, с одновременным вращением, риммер расширяет стенки пилотной скважины. Возможно несколько замен риммера разного диаметра, для достижения требуемого диаметра скважины.

На третьем этапе выполняется протаскивание трубопровода по скважине. В точке выхода скважины на дневную поверхность, на противоположном от буровой установки берегу, монтируются плеть трубопровода. Оголовок воспринимающий тяговое усилие крепится непосредственно к переднему концу плети. Буровая установка как бы затягивает в плеть в скважину по проектной траектории.

Поскольку при данной технологии применяются различные машины и механизмы, данная технология характеризуется высокой степенью риска.

					<i>Технологии и методы строительства подводных переходов магистральных газопроводов</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		24

Который в первую очередь заключается в необходимости постоянного контроля за процессами в скважине. Это является основой правильности решений как в ходе бурения пилотной скважины, при её расширении и при протаскивании плети.

Поскольку скважина имеет горизонтальное проложение, удержать её стенки в устойчивом состоянии на продолжительное время сложная техническая задача. Поэтому в случае остановки бурения в результате отказа узлов оборудования либо по другой причине, может привести к заклиниванию всей буровой колонны, и инструмента.

Одной из вариаций метода наклонного бурения, является технология “метод кривых”. Его основное отличие заключается в том, что технология сооружения клетки трубопровода предполагает применение согнутых методом холодной деформации под углом изгиба  $3^{\circ}$  стальных труб. За счет этого уменьшается протяженность участка необходимого для бурения, поскольку радиус изгиба профиля скважины увеличивается. Графическое сравнение данной технологии со стандартным методом бурения приведено на рисунке 4.

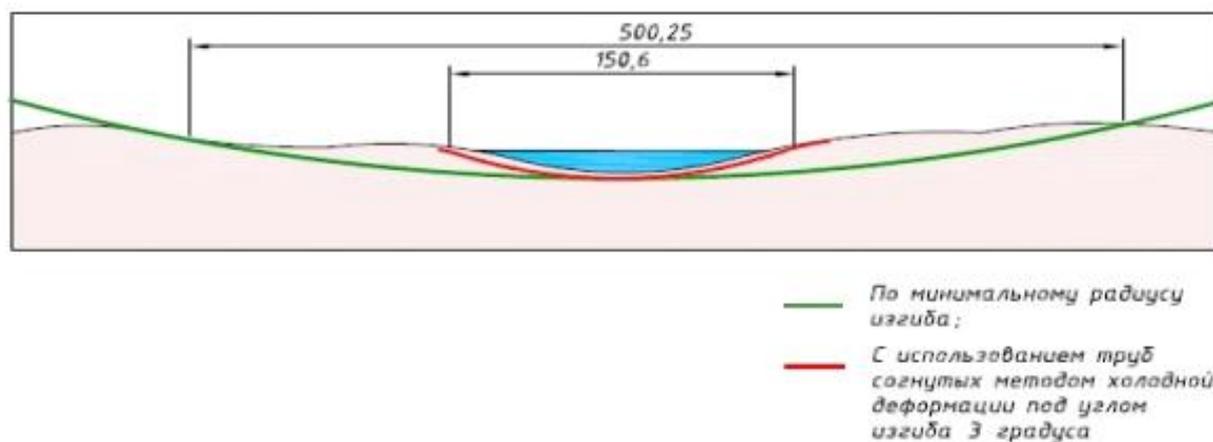


Рисунок 4 - Сравнение стандартного метода бурения по минимальному радиусу и “метода кривых”

Сущность “метода кривых” заключается в совмещении процесса бурения скважины и проталкивании последовательно наращиваемых труб. За счет этого

значительно сокращается не только длина подводного перехода, но и время выполнения работ. А без выполнения операций по расширению и простоя скважины полностью исключаются риски по осыпанию стенок и заклиниваю оборудования. Соответственно так же сокращаются объемы потребляемых реагентов и материалов, уменьшается количество бурового раствора. В количественном отношении при сооружении перехода трубопровода, по сравнению с стандартным методом наклонного бурения, “метод кривых” обеспечивает снижение длины перехода в 2 раза и более, и уменьшение времени работы в 3 раз и более [4].

При реализации метода значительное влияние уделяется профилю скважины и его положению в грунте.

Перед началом бурения выполняется [8]:

- проверка, монтаж, опробование и тестирование всего комплекса оборудования;
- определение точных координат контрольных точек и проложение профиля скважины с внесением промежуточных координат компьютер навигационной системы.

Другим методом строительства переходов трубопроводов набирающим популярность является микротоннелирование. Строительство по данной технологии так же безлюдная, и выполняется щитовой проходкой. В ходе проходки происходит одновременное бурение и креплением стенок тоннеля железобетонными трубами, продавливаемыми из стартовой шахты пресс-рамой, которая располагается за продвигающимся щитом. Внешний вид установки представлен на рисунке 5.

Микротоннелирование получил большее применение как метод строительства коллекторов в крупных городах и промышленных района, поскольку позволяет не перерывать транспортное сообщение, и не требует больших площадей под размещение оборудования. Эта черта обеспечила ему широкое применения в странах Европы, США, Японии.

					<i>Технологии и методы строительства подводных переходов магистральных газопроводов</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		26



Рисунок 5. Внешний вид процесса микротоннелирования

Важной положительной чертой данного метода является его высокая точность проходки, постоянный контроль траектории, и прочность сооружаемого прохода.

К основным преимуществам микротоннелирования следует отнести:

- быстрая и точная проходка в любых гидрогеологических условиях;
- возможность выполнения в условиях ограничения плотной городской застройкой или отсутствием возможности перекрытия движения;
- работы выполняются без вскрытия поверхности, что обеспечивает определенные преимущества, поскольку не требует привлечение тяжелой землеройной техники и дополнительной рабочей силы;
- нет необходимости в выполнении восстановительных работ;
- работы выполняются специальным снарядом, который совмещает в себе и буровую и укладочную машины;
- возможность прокладки коммуникаций на больших глубинах;
- управление полностью автоматизировано и выполняется из центра.

Рассмотрев существующие методы строительства перехода, можно сказать о том, что каждый из них имеет свои достоинства и недостатки. Основным фактором, влияющим на выбор того или иного метода строительства, являются предъявляемые технические требования и природно-климатические условия местности.

На данный момент наиболее распространенным методом на территории Российской Федерации является давно зарекомендовавший себя траншейный метод сооружения ПП, однако он имеет несколько существенных недостатков, которые приводят к отказу от этого метода в сторону более современных технологий – бестраншейных. Основным недостатком траншейного метода является большой объем земляных работ и большое количество техники и человеческих ресурсов, задействованных в производственном процессе.

В таблице 2 показан сравнительный анализ траншейного и бестраншейного методов сооружения подводных переходов трубопроводов.

Из полученного сравнения можно сделать вывод о том, что, в современных условиях, необходим полный отказ от траншейных методов строительства переходов в сторону бестраншейных методов. Сейчас огромное внимание уделяется охране окружающей среды и сохранению естественного природного рельефа, что также говорит в пользу бестраншейных методов.

При строительстве траншейным способом, особенно через крупные реки, наносится невосполнимый ущерб экологическому состоянию. А водоемы и русла небольших рек - не восстанавливаются вообще. В результате происходит заболачивание поймы реки, обрушение берегов, нарушается общего гидрологического режима [3].

Эти причины обуславливают отказ от прокладки перехода траншейным способом и выбор более современного, экологически и экономически целесообразного метода, метода бестраншейной прокладки трубопровода.

					<i>Технологии и методы строительства подводных переходов магистральных газопроводов</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		28

Таблица 2 - Сравнительный анализ способов прокладки подводных переходов трубопроводов

Особенности	Тип прокладки	
	Траншейный	Бестраншейный
Трудо- затратность	Земельные работы, применение техники, многочисленный рабочий персонал	Нет земельных работ, один буровой комплекс, пара посменно работающих бригад
	Длительные сроки выполнения	Быстрое строительство
	Финансовые затраты на организацию работ и восстановление территории	Отсутствие затрат на рекультивацию примыкающей территории
Планируемые расходы на непредвиденные ситуации	Необходимость ликвидации аварий при строительстве и устранение их последствий	Риск аварийных ситуаций минимальный, и ограничен территориями буровой площадки
Экология и экономика	При строительстве неизбежен ущерб водным объектам	Точечное воздействие на состав ландшафта
	Согласование действий с природоохранными организациями	Минимум требований от природоохранных организаций
	Необходимость ограничения режима движения по водному объекту на период работ	Не влияет на судоходство
	Нарушение ритма жизни людей проживающих в зоне влияния работ на речную сеть	Не причиняет неудобств людям

## 2. ХАРАКТЕРИСТИКА ОБЪЕКТА СТРОИТЕЛЬСТВА

### 2.1 Характеристикам магистрального газопровода

Магистральный газопровод «Уренгой - Центр» (2-я ветка газопровод Уренгой - Челябинск) строился на протяжении 1982-1984 годов, и был пущен в эксплуатацию в 1985 году. Его протяженность составила 3384 км[1].

Начало газопровода проложено от головной компрессорной станции «Пуртазовская». В административном отношении МГ «Уренгой - Центр» берет начало с территории Ямало-Ненецкого автономного округа, и проходит по территории Ханты-Мансийского автономного округа, Курганской, Свердловской, Челябинской, Оренбургской и Свердловской области, Пермского края, Удмуртии, Республики Татарстан, Нижегородской области, Республики Чувашия, Республики Мордовия, Пензенской области, и заканчивается в Тамбовской области (рис.6).

По своей трассе трубопровод пересекает Уральские горы и более шестисот рек, включая Обь, Волгу, Дон и Днепр. Общая длина газопровода составляет 4451 км.

Обеспечение газом МГ «Уренгой - Центр» осуществляется от Ново-Уренгойского, Песцового, Ямбургского, Вынгапуровского, Комсомольского, Губкинского, Восточно-Таркосалинского, Западно-Таркосалинского, Заполярного. В разрезе месторождения развита мощная толща отложений мелового возраста с мощностью до 2 км. В данных отложениях сеноманского и ачимовского возраста заключены гигантские залежи углеводородов. Газоконденсатные залежи так же присутствуют также и отложениях юрского комплекса, которые в настоящее время рассматриваются основным резервом наращивания нефтегазодобычи.

					Разработка комплекса мероприятий по сооружению подводного перехода магистрального газопровода «Уренгой-Центр» через реку Чулым			
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>				
<i>Разраб.</i>		Богатырев А.И.			<i>Характеристика объекта строительства</i>	<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Руковод.</i>		Гончаров Н.В.					30	99
<i>Консульт</i>						НИ ТПУ ИШПР гр.-3-2571Т		
<i>Рук-ль ООП</i>		Брусник О.В.						

Расстояние между ближайшими существующими компрессорными станциями МГ составляет более 100 км и расположены за пределами зон возможных природных стихийных разрушений (ураган, цунами, землетрясение и т.д.) и зон возможного катастрофического затопления. Расстояние до соседнего технического коридора магистральных трубопроводов более 30 км.

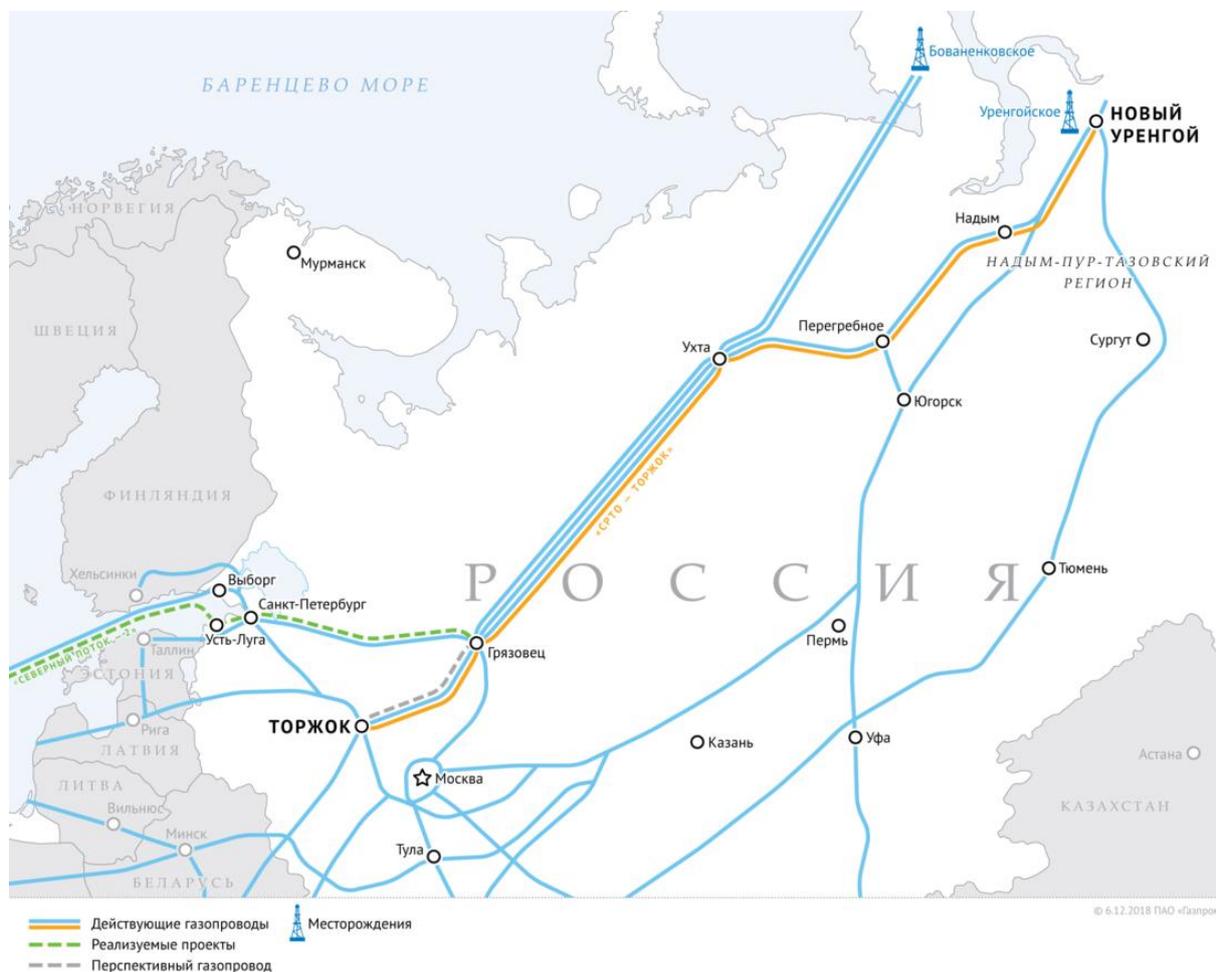


Рисунок 6 - Схема магистральных трубопроводов Европейской и центральной части России.

Участок ремонта расположен между КС «Аганская» - КС «Приобская».

В географическом отношении участок расположен на территории Западно-Сибирской равнины (Приобская географическая провинция), в центральной части Среднеобской низменности.

В геоморфологическом отношении изучаемая территория представляет собой плоскую равнину поймы р. Обь, сильно пересеченную многочисленными протоками, с возвышающимися над ней останцами надпойменных террас.

					Характеристика объекта строительства	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		31

Характерной особенностью территории является сильная заозеренность и заболоченность.

Учитывая характер растительности и рельефа, их взаимное сочетание, можно выделить следующие типы местности, составляющие ландшафтные комплексы: пойменные природные комплексы; суходольные природные комплексы; болотные природные комплексы. Растительный покров является типичным для северной тайги.

Район участка относится к IД климатическому поясу. Климат — резко континентальный с суровой продолжительной зимой, коротким безморозным периодом до 85 дней. Средние температуры января составляют минус 26,9<sup>0</sup>С, июля плюс 21,7<sup>0</sup>С. Средняя максимальная температура воздуха самого жаркого месяца— плюс 39<sup>0</sup>С. Средняя расчетная температура наиболее холодной пятидневки - минус 22<sup>0</sup>С. Преобладающее направление ветра — западное, в зимний период года увеличивается повторяемость южного ветра. Для теплого периода года характерны северные ветры. Средняя скорость ветра составляет 3,5 м/с.

Среднегодовое количество осадков составляет 590 мм, большая из которых выпадает в летний период с максимумом в июле – августе. Минимальное количество осадков приходится на февраль. Норма стока составляет 200 мм, норма испарения — 390 мм.

На территории маршрута трассы газопровода нет объектов историко-культурные обследования территории. Кроме того, проведено районирование территории по степени перспективности обнаружения объектов историко-культурного наследия их не выявило. Ранее существовавшие хантыйские и русские поселения древние поселения удалены от района работ. Однако при выполнении работ не следует исключать потенциальной возможности нахождения объектов историко-культурного наследия.

В геологическом строении территории района принимают участие как четвертичные образования, так и коренные породы. Коренные породы представлены породами палеозойского и третичного возраста.

					<i>Характеристика объекта строительства</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		32

Палеозойские породы приурочены к глубинам 212 – 251 м. Они представлены алевролитами, аргиллитами, сланцами и туфами.

Третичные породы приурочены к глубинам 18 – 75 м. Они представлены песчаными породами, с многочисленными прослоями глин и линзами галечников.

Четвертичные породы представляют собой аллювиальные отложения надпойменной террасы и приурочены к интервалам глубины 0 – 12 м. Местами аллювиальные отложения перекрываются современными золовыми отложениями аллювиальными отложениями пойм. В местах развития бассейнов многочисленных рек и ручьев развиты озерно-болотными отложения, и современные аллювиальными отложениями болотного типа.

Современные аллювиальные отложения поймы реки представлены заиленными супесями и суглинками, а также песками пылеватыми и мелкозернистыми. Их глубина залегания составляет 0 - 8 м.

По данным буровых работ было установлено что в пределах участка работ от поверхности до глубины 20 метров, геологический разрез сложен отложениями верхнеплейстоценового возраста, сложенным грунтами делювиального и аллювиального генезиса.

Участок работы приурочен к правобережному притоку реки Оби – реки Чулым. Река мелководная, протяжённостью 1799 км, с площадью водосбора 135 км<sup>2</sup>. Средняя ширина русла от 15 до 58 м. Среднегодовой расход воды 785 м<sup>3</sup>/с. Максимальный расход фиксируется в 131 км от устья и составляет 8220 м<sup>3</sup>/с, наименьший в 13 от устья и составляет 108 м<sup>3</sup>/с. В нижнем течении река соединяется с протоками в пойме реки Оби. В период половодья на Оби, река Чулым полностью сливается с поймой частью реки Оби.

Питание реки Чулым преимущественно снеговое. В весенне-летнее половодье река приносит большую часть своего стока за год. Весеннее половодье начинается не равномерно. В верхнем течении реки оно начинается в начале апреля, в среднем течении реки в первой-второй декаде апреля, в нижнем течении реки в третьей декаде апреля и первых числах мая.

					<i>Характеристика объекта строительства</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		33

## 2.2 Выбор технологии для строительства подводного перехода магистрального газопровода через реку Чулым

Магистральный газопровод Уренгой-Центр по значению рабочего давления относится к I-му классу.

Согласно документу СП 36.13330.2012 «Магистральные трубопроводы», проектируемый участок газопровода на участке перехода через реку Чулым относится к III-й категории.

Для строительства подводного перехода магистрально газопровода Уренгой-Центр через реку Чулым, границы проектирования находятся в пределах русла и зоны бестраншейной прокладке[8].

Балластировка участка магистрального газопровода не предусмотрена.

Рассматриваемый подводный переход, будет проложен бестраншейным способом по технологии «метод кривых». На проектных отметках он будет удерживается за счет общей жесткости конструкции трубопровода и за счет вмещающего грунта над верхней образующей трубопровода.

Определяющим фактором в выборе метода строительства подводного перехода магистрального газопровода являлись геологические и орогеографические условия. «Метод кривых» в силу небольшой протяженности участка, и необходимости минимизации воздействия на экологическое состояние реки, был выбран как оптимальный. Кроме того, применения, данного методы успешно уже реализовывались на других участках магистрального трубопровода Уренгой-Центр.

Так же выбор данного способа был обусловлен наличие геологических условий для бурения скважины. Прежде всего наличие в интервале работы плотных пород, не склонных к осыпанию [7].

Технология работы считает в себе положительные стороны бестраншейного бурения горизонтально-наклонных скважин и микротоннелирования.

					Характеристика объекта строительства	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		34

Технологически основа данного метода состоит в проводке скважины по заданной траектории, совместно с секцией изогнутых труб. Это обеспечивает увеличение радиуса изгиба прокладываемого участка и уменьшает его протяженность. Минимальный радиус изгиба плети определяется из расчета упругих деформаций.

С целью оптимизации организационно-технологической схемы работ следует учитывать следующие факторы:

- время строительства;
- календарный период строительства;
- наличие объектов инфраструктуры и транспортных коммуникаций;
- объем и последовательность строительно-монтажных операций, в том числе подготовительный период и внеплощадочные работы.

При выполнении работы предполагается:

- русловая часть водоема, включая береговые линии, не будет нарушена;
- трасса подводного перехода будет имеет арочную конструкцию;
- жесткость конструкции дюкера из изогнутых труб будет гарантировать не всплытие и не проваливание труб при последующей эксплуатации участка газопровода;
- срок эксплуатации подводного перехода магистрального газопровода будет аналогичен сроку эксплуатации остальной линейной части магистрального газопровода;
- высокая интенсивность проходки и укладки труб позволит обеспечивать скорость строительства до 20 м/сут, в которые входят сварочные и изоляционные работы.

					<i>Характеристика объекта строительства</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		35

### 3. РАСЧЕТНАЯ ЧАСТЬ

#### 3.1 Исходные данные

Таблица 3- Характеристика конструктивных параметров труб

Наименование параметра	Значение
Категория газопровода по прокладке	III
Диаметр трубопровода	1220 мм
Рабочее давление	7,24 МПа
Коэффициент надежности по назначению	0,9
Коэффициент безопасности	1,47
Коэффициент надежности по нагрузке	1,15
Коэффициент условий работы трубопровода	0,75
Модуль упругости, E	20600МПа
Коэфф. линейного расширения, $\alpha$	0,00012 град <sup>-1</sup>
Температурный перепад, $\Delta t$	50 °С
Коэффициент Пуассона, $\mu$	0,3
Временное сопротивление разрыва, $\sigma_{вр.}$	690МПа
Предел текучести, $\sigma_{тек.}$	560МПа
Относительное удлинение, $\delta$	25 %
Наружный диаметр изолированного трубопровода	1227,6
Плотность газа	0,949 кг/м <sup>3</sup>
Плотность воды	1101 кг/м <sup>3</sup>
Угол наклона оси трубопровода	7 °

					Разработка комплекса мероприятий по сооружению подводного перехода магистрального газопровода «Уренгой-Центр» через реку Чулым			
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>				
<i>Разраб.</i>		<i>Богатырев А.И.</i>			<i>Расчетная часть</i>	<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Руковод.</i>		<i>Гончаров Н.В.</i>					36	99
<i>Консульт</i>						<i>НИ ТПУ ИШПР гр.-3-2571Т</i>		
<i>Рук-ль ООП</i>		<i>Брусник О.В.</i>						

### 3.2 Расчет диаметра трубопровода

Исходя из условий местности, экологической характеристикой района, сложной доступностью, а так же рабочим давлением  $P=7.24$ МПа проектом предусмотрены трубы из стали 17Г1С-У.

Расчет выполняется с целью определения соответствия наружного диаметра трубы и толщины стенки, технологическому давлению в процессе эксплуатации газопровода.

Толщину стенки трубопровода следует определять по нормативному значению сопротивления на разрыв, с учетом принятого диаметра трубы и рабочего давления [7].

Согласно требованиями, толщина стенки трубы должна определяться по формуле:

$$\delta = \frac{n \cdot P \cdot D_H}{2 \cdot (R_1 + n \cdot P)}; \quad (3.1)$$

где,  $n$  - коэффициент надежности по нагрузке рабочему давлению в трубопроводе, принимаем равный 1,15;

$P$  - внутреннее рабочее давление в магистральном трубопроводе, равно 7,24 МПа;

$D_H$  - наружный диаметр магистрального трубопровода, примем значение 1,2276 м;

$R_1$  - расчетное сопротивление растяжению материала, определяется по формуле:

$$R_1 = \frac{R_1^H \cdot m}{K_1 \cdot K_H}; \quad (3.2)$$

где  $R_1^H$  – нормативное сопротивление растяжению металла труб, равно 827 МПа;

$K_1$  - коэффициент безопасности по материалу, примем- 1,47;

$K_H$  - коэффициент надежности по назначению, примем- 0,9;

$m$  – коэффициент условий работы трубопровода, примем- 0,75.

Подставим значения в формулы (3.1) и (3.2):

$$R_1 = \frac{827 \cdot 0,75}{1,47 \cdot 0,9} = 468,82 \text{ МПа.}$$

					Расчетная часть	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		37

$$\delta = \frac{1,15 \cdot 7,24 \cdot 1227,6}{2 \cdot (468,82 + 1,15 \cdot 7,24)} = 10,72 \text{ мм.}$$

Поскольку расчетная толщина стенки составила значение 10,72 мм, примем наиболее близкое по значению - 10,8 мм. Следовательно, внутренний диаметр равен:

$$D_{\text{вн}} = D_{\text{н}} - 2 \cdot \delta, (3.3)$$

$$D_{\text{вн}} = 1220 - 2 \cdot 10,8 = 1198,4 \text{ мм}$$

Выполним проверку на сжимающие осевые напряжения в трубе:

$$\sigma_{\text{пр.}N} = -\alpha \cdot E \cdot \Delta t + \mu \frac{n \cdot p \cdot D_{\text{вн}}}{2\delta}, (3.4)$$

где  $\alpha$  - коэффициент линейного расширения, равен 0,000012 град<sup>-1</sup>:

$E$  - модуль упругости стали, равен 20600 МПа;

$\mu$  - коэффициент поперечной деформации (коэффициент Пуассона), равен 0,3;

$\Delta t$  - температурный перепад, примем значение 50 °С.

Подставим значения в формулу (3.4):

$$\sigma_{\text{пр.}N} = -0,000012 \cdot 206000 \cdot 50 + \frac{0,3 \cdot 1,15 \cdot 7,24 \cdot 1198,4}{2 \cdot 10,8} = -16,64 \text{ МПа}$$

Согласно требованиям коэффициент ( $\psi_1$ ) учитывающий двухосное напряженное состояние металла труб определяется как:

$$\psi_1 = \sqrt{1 - 0,75 \cdot \left(\frac{|\sigma_{\text{пр.}N}|}{R_1}\right)^2 - 0,5 \cdot \frac{|\sigma_{\text{пр.}N}|}{R_1}}, (3.5)$$

$$\psi_1 = \sqrt{1 - 0,75 \cdot \left(\frac{|16,64|}{468,82}\right)^2 - 0,5 \cdot \frac{|16,64|}{468,82}} = 0,99$$

С учётом влияния осевых сжимающих напряжений, расчётная толщина стенки определяется как:

$$\delta = \frac{n \cdot p \cdot D_{\text{вн}}}{2 \cdot (R_1 \cdot \psi_1 + n \cdot P)}, (3.6)$$

$$\delta = \frac{1,15 \cdot 7,24 \cdot 1198,4}{2 \cdot (468,82 \cdot 0,99 + 7,24 \cdot 1,15)} = 10,84 \text{ мм}$$

Полученное по формуле расчетное значение толщины стенки следует округлить до ближайшего значения по ГОСТ. При этом существующий допуск на толщину стенки, не должен учитываться.

					Расчетная часть	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		38

Учитывая все обозначенное выше, принимаем толщину стенки трубопровода 11 мм.

Выполним проверку выбранной толщины трубопровода на прочность, согласно условию:

$$|\sigma_{пр.N}| \leq \psi_2 R_1 \quad (3.7)$$

Где,  $\sigma_{пр.N}$  - продольное осевое напряжение расчетных нагрузок и воздействий, которое определяется по формуле;

$\psi_2$  - коэффициент, учитывающий двухосное напряженное состояние металла трубы, при растягивающих осевых продольных напряжениях, рассчитывается по формуле:

$$\psi_2 = \sqrt{1 - 0,75 \cdot \left(\frac{\sigma_{кц}}{R_1}\right)^2 - 0,5 \cdot \left(\frac{\sigma_{кц}}{R_1}\right)}, \quad (3.8)$$

Где,  $\sigma_{кц}$  - кольцевые напряжения от расчётного внутреннего давления, определяется по формуле:

$$\sigma_{кц} = \frac{n \cdot P \cdot D_{вн}}{2 \cdot \sigma} \quad (3.9)$$
$$\sigma_{кц} = \frac{1,15 \cdot 7,24 \cdot 1227,6}{2 \cdot 11} = 464,59 \text{ МПа}$$

Подставим полученное значение в формулу (3.8):

$$\psi_2 = \sqrt{1 - 0,75 \cdot \left(\frac{464,59}{468,82}\right)^2 - 0,5 \cdot \frac{464,59}{468,82}} = 0,262$$

Выполним на прочность трубы для участка перехода трубопровода:

$$|\sigma_{пр.N}| \leq 0,262 \cdot 468,82$$

$$|16,64| \text{ МПа} \leq 36,9 \text{ МПа}$$

Условие проверки выполняется.

Следовательно, на участке проведения ремонтных работ предусматривается замена газопровода на новую трубу с толщиной стенки 11 мм.

					Расчетная часть	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		39

### 3.3 Расчет весовых характеристик трубопровода

Расчет веса участка трубопровода выполняется с целью определения соответствия грузоподъемности задействованного оборудования.

Внутренний диаметр трубопровода,  $D_{\text{вн}}$ , м,

$$D_{\text{вн}} = D_{\text{н}} - 2 \cdot \delta, \quad (3.10)$$

где  $D_{\text{н}}$  – наружный диаметр трубопровода, м;  $D_{\text{н}} = 1,22$  м;

$\delta$  – толщина стенки, м;  $\delta = 0,011$  м;

$$D_{\text{вн}} = 1,22 - 2 \cdot 0,011 = 1,198 \text{ м.}$$

Вес единицы длины трубопровода,  $q_{\text{т}}$ , н/м,

$$q_{\text{т}} = 0,25 \cdot \pi(D_{\text{н}}^2 - D_{\text{вн}}^2)\rho_{\text{т}} \cdot g, \quad (3.11)$$

где  $\rho_{\text{т}}$  – плотность материала трубы, кг/м<sup>3</sup>;  $\rho_{\text{т}} = 7850$  кг/м<sup>3</sup>;

$$q_{\text{т}} = 0,25 \cdot \pi(1,22^2 - 1,198^2)7850 \cdot 9,81 = 3092,89 \text{ н/м}$$

Диаметр трубопровода с изоляцией,  $D_{\text{и}}$ , м,

$$D_{\text{и}} = D_{\text{н}} + 2 \cdot \delta_{\text{и}} \quad (3.13)$$

где  $\delta_{\text{и}}$  и – толщина изоляции трубопровода, м;  $\delta_{\text{и}} = 3,8$  мм;

$$D_{\text{и}} = 1220 + 2 \cdot 3,8 = 1227,6 \text{ мм}$$

Вес изоляции на единицу длины трубы:

$$q_{\text{и}} = 0,25 \cdot \pi(D_{\text{и}}^2 - D_{\text{н}}^2)\rho_{\text{и}} \cdot g, \quad (3.14)$$

где  $\rho_{\text{и}}$  – плотность изоляции, кг/м<sup>3</sup>; примем равную 1000 кг/м<sup>3</sup>;

$$q_{\text{и}} = 0,25 \cdot \pi(1,2276^2 - 1,22^2)1000 \cdot 9,8 = 143,10 \text{ н/м}$$

Вес трубопровода с изоляцией,  $q_{\text{т.и}}$ , н/м,

$$q_{\text{т.и}} = q_{\text{т}} + q_{\text{и}} \quad (3.15)$$

$$q_{\text{т.и}} = 3092,89 + 143,1 = 3235,99 \text{ н/м}$$

С учетом длинный участка общий вес всего участка трубопровода составит

$3235,99 \times 150 = 485398,5$  Н. Поскольку вес равен силе реакции опоры, масса составит 48539,85 кг.

					Расчетная часть	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		40

### 3.4 Расчет параметров спусковой дорожки

Укладку участка перехода на роликовые опоры, следует выполнять для уменьшения тяговых усилий в начальный период его укладки, и сохранности целостности изоляционного и предупреждения её повреждений, при вхождении в пробуренную скважину.

Чтобы полностью минимизировать возможность ударов трубопровода при движении, следует выполнять поддержку конца трубопровода трубоукладчиком, оснащенный полотенцем.

Расстояние между опора определяется с учетом допустимого радиуса упругого изгиба подготавливаемого участка трубопровода. При этом учитываются возможные максимальные силовые воздействия, вызванные как продольными, так и изгибающими напряжениями в металле трубы, при его перемещении к скважине.

На рисунке 7 представлена опора ОПР.00-000 ГЧ и размещенный на ней трубопровод.

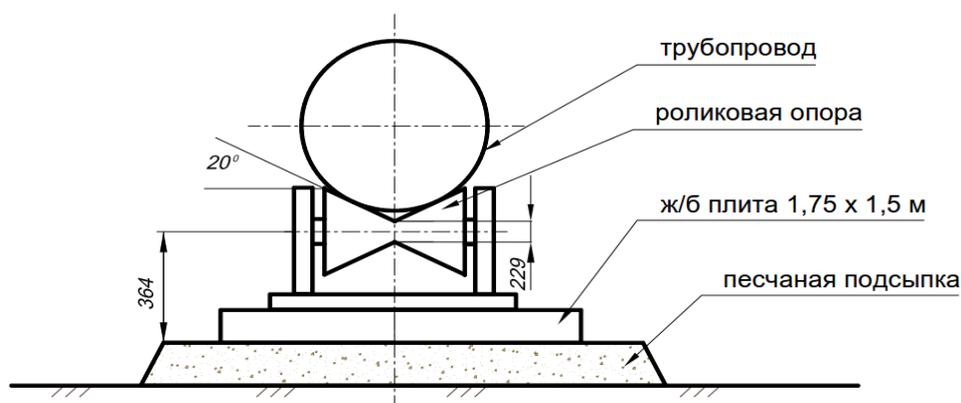


Рисунок 7. Схема установки роликовой опоры

Опора состоит из рамы, на которую установлен каток.

Предполагается, что опора может выдерживать допустимую экстремальную нагрузку в 150 кН.

					Расчетная часть	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		41

Максимальное возможное расстояние между опорами исходя из условий максимальной грузоподъемности определяется как:

$$l_{max} = \frac{P_{оп}}{q_{т.и}} \quad (3.16)$$

где  $P_{оп}$  – номинальная грузоподъемность опоры, кН; примем 100 кН;

$q_{т.и}$  – вес единицы трубы с изоляцией, составляет 3235,99 Н/м. Подставим значения в выражение (3.16):

$$l_{max} = \frac{100000}{3235,99} = 30,90 \text{ м.}$$

Минимально число опор, при котором реакция не будет превышать номинальную грузоподъемности опор определяется как:

$$N_{min} = \frac{S+20}{l_{max}}, \quad (3.17)$$

где  $S$  – длина участка, м;  $S = 150$  м;

$$N_{min} = \frac{150 + 20}{30,90} = 5,5 \text{ шт} \approx 6 \text{ шт}$$

В выражении (3.17) учитывается, что число пролетов на одну единицу меньше числа опор. Примем с запасом 25% число опор:

$$N = N_{min} + N_{min} \cdot 0,25, \quad (3.18)$$

$$N = 6 + 6 \cdot 0,25 = 7,5 \approx 8 \text{ шт.}$$

Расстояние между опорами определится как:

$$l_{оп} = \frac{S+20}{N-1}, \quad (3.19)$$

$$l_{оп} = \frac{150 + 20}{8 - 1} = 24,47 \text{ м}$$

Нагрузка на одну опору составит:

$$R = \frac{q_{т.и} \cdot (S+20)}{N}, \quad (3.20)$$

$$R = \frac{3235,99 \cdot (150 + 20)}{8} = 110023,66 \text{ Н}$$

В случае полного выключения из работы какой-то одной опоры, трубопровод не прогибается.

Реакция на ближайшие опоры,  $R_6$ , Н,

$$R_6 = R \cdot 1,5, \quad (3.21)$$

$$R_6 = 110023,66 \cdot 1,5 = 165035,49 \text{ Н}$$

					<i>Расчетная часть</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		42

Допустимая длина консоли,  $l_k$ , м,

$$l_k = \sqrt{\frac{2 \cdot m \cdot R_2^H \cdot W_z}{q_{т.н}}}, \quad (3.22)$$

где  $m$  – коэффициент условий работы трубопровода,  $m = 0,75$ ;

$W_z$  – осевой момент инерции сечения трубопровода,  $\text{м}^3$ ;

$$W_z = \frac{\pi \cdot D_H^3}{32} \left( 1 - \left( \frac{D_{вн}}{D_H} \right)^4 \right), \quad (3.23)$$

$$W_z = \frac{\pi \cdot 1,22^3}{32} \left( 1 - \left( \frac{1,198}{1,22} \right)^4 \right) = 0,012 \text{ м}^3$$

$$l_k = \sqrt{\frac{2 \cdot 0,75 \cdot 690 \cdot 0,012}{3235,99}} = 61,9 \text{ м}. \quad (3.24)$$

Условие расстановки опор на допустимую длину консоли выполняется:

$$l_{оп} \leq l_k$$

$$24,47 \leq 61,9$$

Для удобства размещения расстояние между опорами примем равным 25 м.

### 3.5 Расчет высоты оси трубопровода на роликовой опоре

Расчет высоты оси трубопровода выполняется с целью определения соответствия высоты размещения трубопровода на опоре с максимально возможной высотой подъема секции трубопровода.

Расчет высоты выполняется по формуле:

$$H = h + \alpha + 0,5 \cdot d + \frac{D_{ти}}{2 \cos\left(\pi \cdot \frac{20}{180}\right)}, \quad (3.25)$$

где  $h$  – высота железобетонной плиты, составляет 0,21 м;

$\alpha$  – высота оси ролика, составляет 0,364 м;

$d$  – диаметр средней части ролика, составляет 0,229 м;

$$H = 0,21 + 0,364 + 0,5 \cdot 0,229 + \frac{1,2276}{2 \cos\left(\pi \cdot \frac{20}{180}\right)} = 1,3 \text{ м}$$

					Расчетная часть	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		43

Расстояние до точки максимального подъёма трубопровода на трубоукладчике,  $L_{max}$ , м:

$$L_{max} = \sqrt[3]{\frac{6 \cdot E \cdot I \cdot \alpha_{\text{ВЫХ}}}{q_{\text{тр}}}} \quad (3.26)$$

где  $\alpha_{\text{ВЫХ}}$  – угол выхода трубопровода, рад;  $\alpha_{\text{ВЫХ}} = 0,19$  рад;

$I$  – момент инерции трубопровода, м<sup>4</sup>;

$$I = \frac{\pi}{64} (D_{\text{Н}}^4 - D_{\text{ВН}}^4) \quad (3.27)$$

$$I = \frac{\pi}{64} (1,22^4 - 1,198^4) = 0,0076 \text{ м}^4$$

$$L_{max} = \sqrt[3]{\frac{6 \cdot 206000 \cdot 10^6 \cdot 0 \cdot 0,0076 \cdot 0,19}{3235,99}} = 82 \text{ м}$$

Высота подъёма трубопровода на расстоянии  $L_{max}$  от точки определяется,  $h_{max}$ , м,

$$h_{max} = \frac{q_{\text{тр}} \cdot L_{max}^4}{24 \cdot E \cdot I}$$

$$h_{max} = \frac{3235,99 \cdot 82^4}{24 \cdot 206000 \cdot 10^6 \cdot 0,0076} = 3,98 \text{ м}$$

Высота оси трубопровода при его размещении на опоре, меньше допустимой высоты подъема секции трубопровода.

### 3.6 Расчет на пластические деформаций

Выполняется с целью определения возможности деформаций в теле секции трубопровода, в случае неравномерной просадки роликовых опор, или поломки одной из них.

Для определения возможности пластических деформаций в трубопроводе выполним проверку по двум условиям:

$$|\sigma_{\text{пр}}^{\text{H}}| \leq \psi_3 \cdot \frac{m}{0,9 k_{\text{H}}} \cdot R_2^{\text{H}}, \quad (3.28)$$

$$|\sigma_{\text{кц}}^{\text{H}}| \leq \frac{m}{0,9 k_{\text{H}}} \cdot R_2^{\text{H}}, \quad (3.29)$$

где  $R_2^{\text{H}}$  предел текучести металла труб, значение которого составляет 690 МПа;

$\sigma_{\text{пр}}^{\text{H}}$  - суммарные продольные напряжения, возникающие в металле трубы под воздействием нормативных нагрузок, которые определяются как:

$$\sigma_{\text{пр}}^{\text{H}} = \mu \sigma_{\text{кц}}^{\text{H}} - \alpha \cdot E \cdot \Delta t \mp \frac{E \cdot D_{\text{вн}}}{2R}, \quad (3.30)$$

где  $R$  - минимальный радиус упругого изгиба оси трубопровода,  $R = 150$  м;

$\sigma_{\text{кц}}^{\text{H}}$  - кольцевые напряжения от рабочего давления, МПа, определяемые по формуле:

$$\sigma_{\text{кц}}^{\text{H}} = \frac{P \cdot D_{\text{вн}}}{2\delta_{\text{H}}}, \quad (3.31)$$

$$\sigma_{\text{кц}}^{\text{H}} = \frac{7,24 \cdot 1,198}{2 \cdot 11} = 386,03 \text{ МПа}$$

$$\begin{aligned} \sigma_{\text{пр}}^{\text{H}} &= 0,3 \cdot 386,03 - -0,000012 \cdot 206000 \cdot 50 \mp \frac{206000 \cdot 1227,6}{2 \cdot 150} = \\ &= -7,79 \div -354,25 \text{ МПа} \end{aligned}$$

где,  $\psi_3$  - коэффициент, учитывающий двухосное напряженное состояние в металле трубы.

При растягивающих продольных напряжениях ( $\sigma_{\text{пр}}^{\text{H}} \geq 0$ ), принимаемый равным единице. При сжимающих ( $\sigma_{\text{пр}}^{\text{H}} \leq 0$ ) - определяемый по формуле:

$$\psi_3 = \sqrt{1 - 0,75 \cdot \left( \frac{\sigma_{\text{кц}}^{\text{H}}}{\frac{m}{0,9 k_{\text{H}}} R_2^{\text{H}}} \right)^2 - 0,5 \frac{\sigma_{\text{кц}}^{\text{H}}}{\frac{m}{0,9 k_{\text{H}}} R_2^{\text{H}}}}, \quad (3.32)$$

					Расчетная часть	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		45

$$\psi_3 = \sqrt{1 - 0,75 \cdot \left( \frac{386,03}{\frac{1,15}{0,9 \cdot 0,75} 690} \right)^2} - 0,5 \frac{386,03}{\frac{1,15}{0,9 \cdot 0,75} 690} = 0,684$$

Подставим значения в формулу (2.28):

$$|\sigma_{пр}^H| \leq 0,684 \cdot \frac{1,15}{0,9 \cdot 0,75} \cdot 690 = 804,08$$

$$|-7,79| \leq 804,08$$

$$|-354,25| \leq 804,08$$

Подставим значения в формулу (2.29):

$$|\sigma_{кц}| \leq \frac{1,15}{0,9 \cdot 0,75} \cdot 690$$

$$|-386,03| \leq 1175,55$$

Пластические деформации не будут оказывать критическое влияние на состояние трубы в случаи её неравномерного размещения на роликовых опорах.

					<i>Расчетная часть</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		46

## 4 ТЕХНОЛОГИЯ ВЫПОЛНЕНИЯ РАБОТ

### 4.1 Основные требования нормативных документов

При проектировании, строительстве и ремонте магистральных стальных трубопроводов в вопросах организации защиты от коррозии следует руководствоваться существующими требованиями технологических регламентов и других требований предприятий ПАО «Газпром» [4-7], и нормативно-техническими документами.

При реализации любого способа прокладки, трубопроводы должны быть обеспечены комплексной защитой от коррозии как пассивными, так и активными способами. Основными методами защиты являются защитные покрытия и технические средства электрохимической защиты.

При надземной прокладке трубопроводы защищаются от коррозии покрытиями металлического и неметаллического характера. При этом участки трубопроводов так же должны быть изолированы от опор, на которых он удерживается. Согласно требованиям, общее сопротивление изоляции при нормальных условиях должно составлять более 100 кОм [9].

В том случае, если температура стенок участка магистрального трубопровода в период эксплуатации составляет ниже минус 5<sup>0</sup>С, обеспечивать электрохимической защитой данный участок не обязательно. Но данное действие допускается только в случае отсутствия блуждающих токов от источника переменного и постоянного тока. В том случаи, если в период строительства (ремонта) температура стенок участка магистрального трубопровода выше минус 5<sup>0</sup>С, то их следует обеспечивать временной электрохимической защитой.

					Разработка комплекса мероприятий по сооружению подводного перехода магистрального газопровода «Уренгой-Центр» через реку Чулым			
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>				
<i>Разраб.</i>		<i>Богатырев А.И.</i>			<i>Технология выполнения работ</i>	<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Руковод.</i>		<i>Гончаров Н.В.</i>					47	99
<i>Консульт</i>						НИ ТПУ ИШПР зр.-3-2571Т		
<i>Рук-ль ООП</i>		<i>Брусник О.В.</i>						

Средства электрохимической защиты трубопроводов, как и тип, конструкция и материал защитного покрытия, следует определять в проектестроительства или реконструкции. Так же следует отметить возможные изменения условий эксплуатации и следовательно степень влияния коррозии, и модификацию методов борьбы с ней.

Все технические решения по защите трубопровода от коррозии не должны оказывать прямого и потенциального негативного влияния на окружающую среду.

Электрохимическая защита должна обеспечивать защиту от коррозии в течение всего срока эксплуатации трубопровода. Катодная поляризация должна быть непрерывной по времени и распределена на всем протяжении трубопровода. Это должно быть обеспечено таким образом, чтобы значения потенциалов на трубопроводе были не меньше минимального, и не больше максимального.

На период комплексного обследования состояния участка трубопровода и его последующей реконструкции допускается перерыв в действии установок систем электрохимической защиты. Но данный перерыв возможен только при выполнении регламентных работ 1 раза в квартал, с продолжительностью не более 80 ч.

При выполнении исследовательских (опытных) работ, допускается отключение электрохимической защиты не время, сумма которого в год не превышает 10 суток.

#### **4.2 Обоснование организационно-технологической схемы**

Организационно-технологическая схема этапа подготовки и непосредственно организации работ по ремонту должна соответствовать качественному выполнению всего комплекса строительно-монтажных работ. Которые должны следовать строго технологической последовательности графика выполнения работ, и срокам указанном в нем.

					<i>Технология выполнения работ</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		48



- передача подрядчиком геодезической разбивочной основы заказчику (основному исполнителю ремонта) с оформлением акта приемки-передачи и сверки;
- обозначение на земной поверхности трассы газопровода с указанием фактической глубины заложения;
- передачи участка газопровода от эксплуатирующей организации подрядчику ремонта с оформлением акта;
- получение у собственника газопровода разрешения на выполнения работ в зоне газопровода;
- уведомление Государственного пожарного надзора, владельцев коммуникаций, проходящих в непосредственной близости, о месте, сроках выполнения работ;
- проведение инструктажа со всеми работниками с обязательной записью в журнале инструктажа и отметках о в нарядах-допусках по вопросам безопасных методах ведения работ, пожарной безопасности, электробезопасности и т.д.;
- подготовка первичных средств пожаротушения, противопожарного водоснабжения и инвентаря, освещения;
- извещение службы Ростехнадзора о готовности начала работ с предоставлением графика производств;
- отвод земельного участка с целью размещения производственных зон работ и участков временного хозяйства;
- организация строительного хозяйства и бытовых условий рабочих;
- расчистка строительной полосы, снятие и складирование плодородного слоя в специально отведенном месте, расчистка территории строительства от растительности;
- размещение на площадке сооружений и организация подъездных путей;
- устройство складской площадки для складирования труб, материалов, реагентов в пределах стройплощадок;

					<i>Технология выполнения работ</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		50

- организация доставки оборудования и строительных материалов, по мере их расходования.

Все работы подготовительного периода необходимо выполнять в строгом соответствии с требованиями обозначенными в нормативных документах [4-7]

Категорически запрещено начинать выполнение работы без оформления разрешительных документов в охранной зоне газопровода.

#### 4.4 Подготовительные работы на трассе линейного объекта

Подготовительные работы заключаются в организации производственных условий для последующего выполнения работы. Согласно требованиям, они должны быть выполнены в качестве и объёме, которые обеспечит дальнейшее и выполнение строительно-монтажных работ в полном объеме.

В состав данных работ входят:

- расчистка примыкающей к участку работ территории от растительности и насаждений;
- обустройство подъездных путей для техники;
- при необходимости организация временных переездов техники;
- подготовка трассы магистрального газопровода, подходящего непосредственно к подводному переходу;
- геодезическая разбивка участка строительства и примыкающей территории строительства с выносом точек.

#### 4.5 Основные работы

К основным работам на участке перехода относится:

- земляные работы, связанные с выемкой и складированием грунта;
- сварочно-монтажные работы;
- прокладочные «методом кривых»;
- очистка полости, испытание, осушка участка газопровода;
- приемка и ввод в эксплуатацию.

					<i>Технология выполнения работ</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		51

### 4.5.1 Земляные работы

Учитывая условия прохождения трассы магистрального газопровода (участок расположен в лесу), с целью исключения избыточной вырубki деревьев принятой полосой временного отвода является ширина 28 метров.

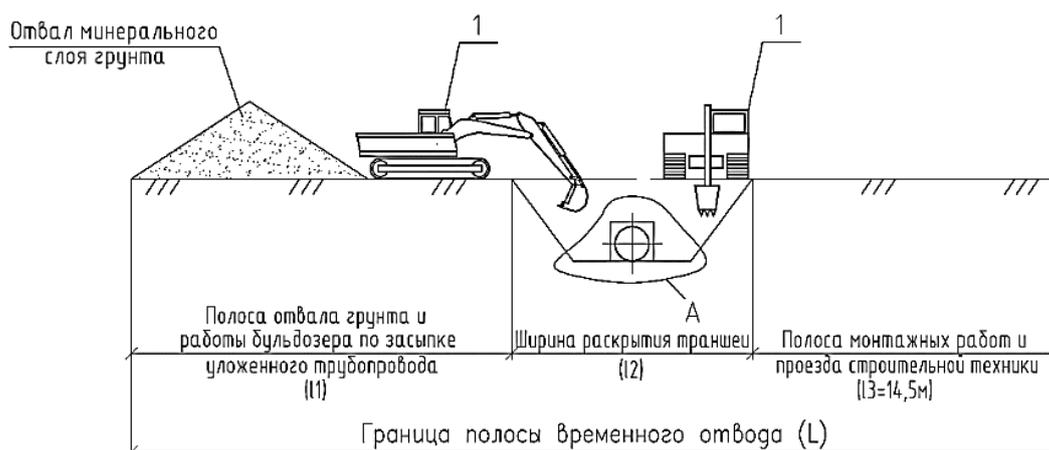


Рисунок 8 - Схема вскрытия участка магистрального газопровода примыкающего к зоне перехода

При этом принята следующая схема:

- снятие верхнего плодородного слоя почвы рекультиватором без удлинителя транспортера, или продольными проходами бульдозеров;
- планировка отвала верхнего плодородного слоя продольным проходом бульдозера по полосе монтажных работ.

### 4.5.2 Прокладка участка трубопровода «методом кривых»

Прокладка газопровода на подводном переходе предусмотрена “методом кривых”. Участок трубопровода будет сооружаться из труб в заводской изоляции в строгом соответствии с инструкциями.

					Технология выполнения работ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		52

Первоначальным этапом прокладочных работ является разработка и обустройство стартового котлована. В нем будет размещаться буровая и оборудование, технологически связанное с ней. Для котлована необходимо обустройство внутренней площадки с наклонным основанием, в соответствии с требуемым уклоном трассы перехода в точке входа.

Наклонное основание должно быть выполнено из железобетонных плит, уложенных на слой щебня. Укладка плит должна проводиться с помощью автокрана грузоподъемностью не менее 25 тонн.

На основании уложенных плит выполняется монтаж лафета продавливающей установки.

Крепление боковых стен стартового котлована выполняется двутавровыми балками и деревянной обдирки, скрепленными между собой поясом. Погружение свай для крепления боковых стен следует выполнять вибропогружателем.

В соответствии с практикой, стартовый котлован выбирается на левом берегу. В нем в точке входа трубопровода, с помощью буровой техники выполняется сооружение скважины.

Первым компонентом входящим в геологический разрез является буровая голова. За счет системы телеметрии и компьютерного управления, выполняется постоянный контроль и управление всеми параметрами буровой системы в режиме реального времени.

Одновременно с бурением скважины происходит движение микрошита и прокладка рабочей трубы. За счет подачи очередной предварительно изогнутой трубы по роликам, выполняется равномерная прохода и укладка трубопровода. Пока предыдущая труба входит в грунт, на раме устанавливается последующая, и выполняются стыковка и сварка с изоляцией стыка.

По сути, «метод кривых» является комбинацией микротоннелирования и техники горизонтально-направленного бурения. Что обеспечивает за один рабочий шаг технологии как углубление скважины, так и бестраншейную прокладку трубопровода, с выполнением сварочных и изоляционных работ.

					<i>Технология выполнения работ</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		53

### 4.5.3 Сварочно-монтажные работы

Все сварочные работы следует выполнять в строгом соответствии требованиями отраслевых и федеральных требований по безопасности и сварочным работам.

Цикл сварочно-монтажных работ при сооружении участка магистрального газопровода включают:

- подготовительный этап;
- сборочные и сварные работы на трубах, для их стыковки в сплошную нитку;
- выполнение выходного контроля качества сварных соединений трубопроводов.

При доставке труб к месту ремонта, следует убедиться в наличии у них сертификат качества и соответствия проекту и техническим условиям. Перед сборкой труб в нитку следует осмотреть их внешнюю сторону на предмет видимых нарушений и повреждений. После этого, следует выполнить очистку внутренней полость труб от возможных загрязнений, и провести визуальный осмотр внутренней поверхности труб. В случаи обнаружения дефектов их следует устранить. В случаи невозможности выполнить это на мести, отправить трубу на ремонтную базу, с оставлениями акта несоответствия.

Выполнение сварочно-монтажных работ на участках с высоким уровнем грунтовых вод выполнять только после организации открытого водоотлива.

Контроль качества выполненных сварочных работ на газопроводе должен выполняться визуальным, измерительным, физическими методами. Визуальному и именительному контролю подлежат 100 % сварных соединений.

Измерительный контроль необходимо выполнять производственными испытательными лабораториями методами неразрушающего контроля. Данные лаборатории обязаны иметь свидетельство об аттестации по нормам

					<i>Технология выполнения работ</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		54

ПБ 03–072-00 «Правила аттестации и основные требования к лабораториям неразрушающего контроля». Лаборатории обязаны иметь лицензию на работы с использованием источников ионизирующего излучения.

#### 4.5.4 Очистка полости, осушка и испытание газопровода

Параметры и схема работ по очистке полости газопровода и его последующему испытанию должны соответствовать требованиям ВСН 011-88, СТО Газпром 2-3.5 – 354-2009, СТО Газпром 2-2.2 – 382-2009, СП 111 – 34-96.

Очистку полости смонтированного участка газопровода следует выполнять только промывкой, с пропуском поршня ПКМД 1220, движение которого должно выполняться исключительно под давлением воды. Нагнетание воды следует выполнять из наполнительно-опрессовочного агрегата АНО-161А. Для смачивания и размыва загрязнений перед фронтом продвигающегося разделительного поршня, следует залить воду в объеме 15% от участка очищаемого магистрального газопровода.

В том случае если после выхода очистного устройства из продувочного патрубка поступает исключительно вода, то по газопроводу следует дополнительно пропустить поршень-разделитель.

Процесс промывки считается законченным, если разделительный поршень вышел продувочного патрубка не разрушенным.

Проверка герметичности и прочность уложенного участка магистрального газопровода выполняется путем создания в участке внутреннего давления, превышающего максимальное рабочее давление, и удержание его в течение заданного периода времени.

При подготовке к испытанию участка газопровода следует в соответствии с принятой схемой установить днища, смонтировать обвязочные трубопроводы и испытать их, обвязать компрессорные установки и шлейф, и подсоединить их к газопроводу, установить КИП (рис.9).

					<i>Технология выполнения работ</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		55

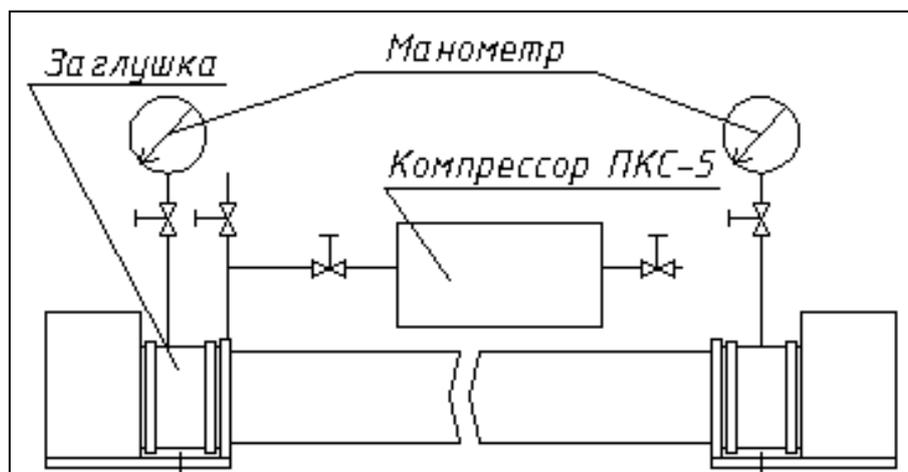


Рисунок 9 - Схема испытания участка газопровода

До начала работ по испытанию участка магистрального трубопровода следует выполнить следующие действия:

- провести предварительный инструктаж всех занятых в работах рабочих и инженерно-технический персонал с инструкцией по испытанию;
- определить охранную зону испытания, за пределы которой должны быть выведены все люди, машины, техника и оборудование;
- выполнить визуальный осмотр опрессовочного агрегата, его обвязки, всех систем коммуникаций;
- расставить дежурные посты наблюдения и аварийные бригады по периметру охранной зоны;
- ввести за пределы охранной зоны контрольные манометры и самопишущие приборы регистрации;
- наладить систему связи.

Для регистрации давления следует применяться только опломбированные приборы или манометры, с классом точности не ниже 1, с предельной шкалой на давление  $4/3$  испытательного, прошедшее поверку. И имеющие акты об испытании. Используемые манометры должны полностью отвечать требованиям ГОСТ 2405-88.

					Технология выполнения работ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		56

Охранная зона устанавливается в обе стороны на 100 м от оси трубопровода, и в 1200 м в направлении возможного отрыва.

Гидравлическое испытание проводится в три этапа в соответствии с требованиями.

На первом этапе выполняется испытание сваренного на площадке дюкера до периода изоляции сварных стыков. Давление испытания составляет  $1,5P_{раб}$ , время испытания 6 часов. Проверка на герметичность выполняется после снижения давления до  $0,4 MPa$  и выдержки в течение не менее 12 часов.

Необходимый объем воды составит  $411 м^3$ , воду для испытания следует брать из реки Чулым. Водозабор для гидроиспытания следует размещать с учетом экологического районирования водоема, в зонах пониженной плотности рыб, обязательно с рыбозащитными сооружениями. Запрещено его размещение в районах нерестилищ и на путях миграции или в заповедных зонах. Воду из реки следует отбирать при помощи специального оголовка с потокообразователем РОП-175, оборудованного сеткой, перфорированной всасывающей трубой, водоподводящим трактом и водоприемной трубой (рисунок 10).

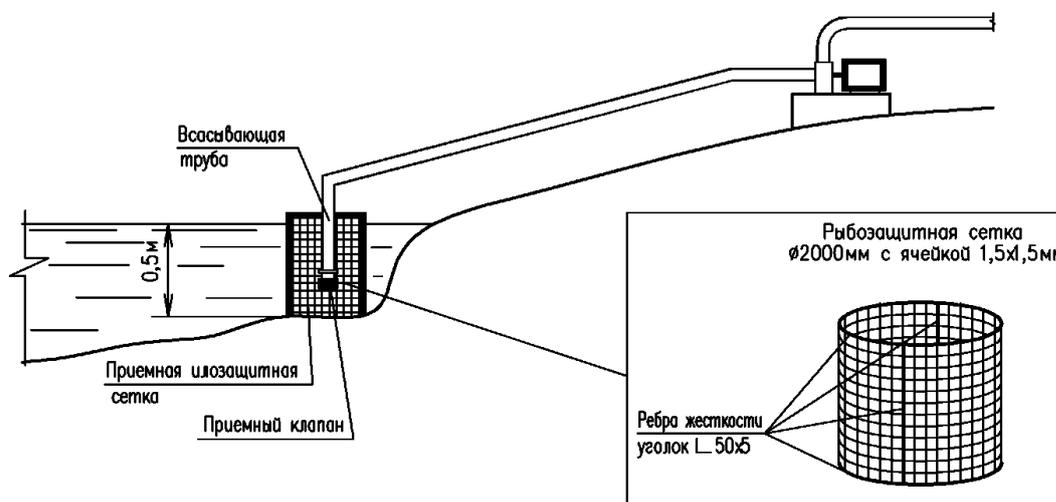


Рисунок 10 – Схема забора воды из реки для гидроиспытания

На втором этапе испытания выполняются уже уложенного участка трубопровода с нанесенным изоляционным покрытием. Давление испытания составляет  $1,25P_{раб}$  в верхней точке. Время испытания 12 часов. Проверка на

					Технология выполнения работ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		57

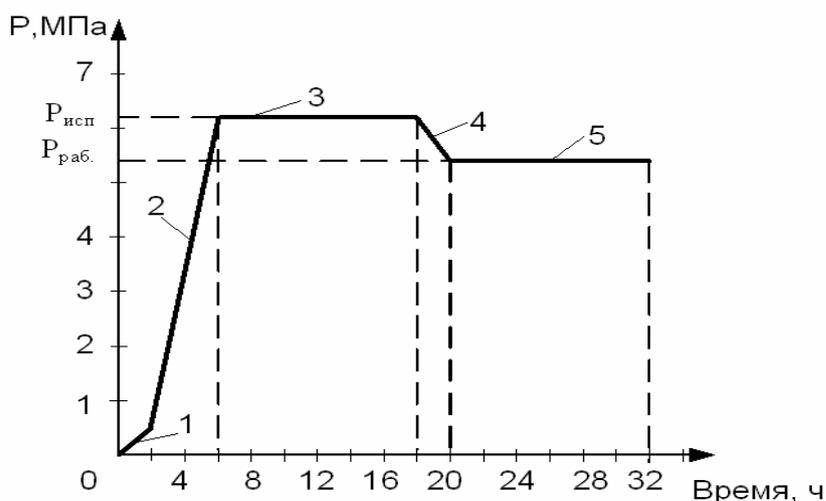
герметичность производится после снижения давления до 5,4 МПа и выдержки в течение не менее 12 часов. Необходимый объем воды составит 411 м<sup>3</sup>, воду для испытания следует брать из реки Чулым.

На третьем этапе выполняется испытание подключенного участка к ниткам магистрального трубопровода. Давление и время испытания, устанавливается исходя из параметров испытания общего участка газопровода.

График испытания участка газопровода представлен на рисунке 11.

Трубопровод считается прошедшим испытание на прочность и проверку на герметичность, если в течении испытания давление оставалось неизменным, и не установлены утечки. По результатам гидроиспытания составляется акт по форме 2.21 ВСН 012-88.

При наличии разрывов, утечек, участок подлежит ремонту и последующему повторному испытанию.



1 – заполнение водой трубопровода; 2 – подъем давления до испытательного; 3 – испытание газопровода на прочность; 4 – снижение давления до рабочего значения; 5 – испытание на герметичность

Рисунок 11 – График испытания газопровода

#### 4.6 Машины и оборудование задействованные в ремонте

Для строительства водного перехода трубопровода необходимо использовать буровую установку. Рекомендуется использовать буровую установку ГНБ Caterpillar C-15 TIER III (403)(США) с тяговым усилием 1467,9 кН (149,78 тс).

Таблица 4 – Характеристика буровой установки ГНБ Caterpillar C-15 TIER III (403)

Наименование параметра	Значение
Диаметр расширения	1500 мм
Макс. крутящий момент	18981,5 Нм
Усилие Продавливания	45359,2 кг
Габаритные размеры	16250/2540/3400 мм
Вес	25954,6
Мощность	205,1 кВт
Макс. скорость вращения	203 оборотов в минуту
Минимальный диаметр бурения	15,2 см
Максимальный вылет крана	594,4 см

Вскрышные работы выполняются экскаватором Hitachi ZX330-5G, технические характеристики которого даны в таблица 4. Для предохранения тела трубы применяются защитные устройства и конструкции.

Таблица 5 - Основные технические характеристики экскаватора Hitachi ZX330-5G

Наименование параметра	Значение
Емкость основного ковша, м <sup>3</sup>	1,86 куб.м.
Глубина копания, м	7380 мм
Мощность двигателя, кВт	194
Общий вес противовеса, кг	6360
Общий вес, кг	31600
Максимальная скорость движения, км/ч	4,9
Высота выгрузки, мм	6950 - 7430
Глубина копания, мм	6820-8980
Максимальный радиус копания, мм	10560-11880
Общий вес, кг	31500

При выполнении земляных работ планируется использовать бульдозер Б-10М, экскаватор Hitachi ZX330-5G, трактора РТ-М-160, самосвалы КамАЗ 65115. Их технические характеристики представлены в таблице 7 - 9.

Таблица 6 - Основные технические характеристики бульдозера Б-10М

Наименование параметра	Значение
Тип шасси	гусеничный
Тяговый класс	10
Длина, мм	4650
Ширина отвала, мм	2690
Высота отвала, мм	3270
Мощность двигателя, кВт (л.с.)	125 (170)
Масса, т	15,3

Таблица 7 - Основные технические характеристики самосвала КамАЗ 65115

Наименование параметра	Значение
Колесная формула	6х4
Объем платформы, куб. м.	8,5
Направление разгрузки	назад
Снаряженная масса автомобиля, кг	9300
Грузоподъемность, кг	15000
Полная масса автомобиля, кг	24450

При работе планируется использовать трубоукладчик KOMATSU D85C-21. Его технические характеристики даны в таблице 8.

Таблица 8 - Основные технические характеристики трубоукладчика KOMATSU D85C-21

Наименование параметра	Значение
Максимальная грузоподъемность, кг	41000
Вылет, м	7.3
Максимальная высота подъема крюка, м	5.5
Максимальный крутящий момент, кг·м	105
Габаритные размеры:	
Габаритная длина, мм	4815
Габаритная ширина, мм	3510
Габаритная высота, мм	3580
Опорная длина гусениц, мм	2810
Площадь опорной поверхности, см <sup>2</sup>	33410
Стрела сварная, коробчатого сечения, с канатным приводом	
Лебедка гидроуправляемая, двухбарабанная, реверсивная	
Размеры грузового барабана (диаметр, ширина), мм	250 x 290
Размеры стрелового барабана (диаметр, ширина), мм	250 x 135

Продолжение таблицы 10

Канат:	
Размеры грузового каната (диаметр, длина), мм	20 x 140
Размеры стрелового каната (диаметр x длина), мм	20 x 63
Масса противовеса, кг	1680
Полная масса, кг	5985

## 5. СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ

### Введение

В данном разделе работы, рассматриваются вопросы обеспечения надежности работы магистрального газопровода.

Предупреждение старения элементов магистральной системы и оперативное выполнение ремонтных работ положительно сказываются на функционировании сетей газоснабжения и газопотребления. Что является одной из основных задач служб реконструкции газораспределительных организаций. Основным рабочим местом при производстве работ является открытый воздух, работы проводятся в дневное время суток.

### 5.1 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:

1. ГОСТ 12.2.049-80 ССБТ. Оборудование производственное. Общие эргономические требования.
2. СанПиН 1.2.3685-21 "Гигиенические нормативы и требования к обеспечению безопасности и (или) безвредности для человека факторов среды обитания"
3. «Трудовой кодекс Российской Федерации» от 30.12.2001 № 197-ФЗ (ред. от 24.04.2020).
4. Трудовой кодекс РФ, редакции от 01.01.2020

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

					Разработка комплекса мероприятий по сооружению подводного перехода магистрального газопровода «Уренгой-Центр» через реку Чулым			
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>				
<i>Разраб.</i>		Богатырев А.И.			<i>Социальная ответственность</i>	<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Руковод.</i>		Гончаров Н.В.					62	99
<i>Консульт</i>						НИ ТПУ ИШПР гр.-3-2571Т		
<i>Рук-ль ООП</i>		Брусник О.В.						

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).

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

## 5.2 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 (ОПО) магистральных трубопроводов.

					<i>Социальная ответственность</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		63

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

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 9 приведены основные элементы производственного процесса, формирующие опасные и вредные факторы.

Таблица 9 - Основные элементы производственного процесса, формирующие опасные и вредные факторы при выполнении ремонтных работ на магистральном газопроводе

Факторы (ГОСТ 12.0.003-2015)	Этапы работ	Нормативные документы
	Капитальный ремонт МН	
1. Движущиеся машины и механизмы производственного оборудования	+	ГОСТ 12.2.003-91[16]. ГОСТ 12.2.061-81[17].
2. Поражение электрическим током	+	ГОСТ 12.1.019-2017 [18]. ГОСТ 12.1.030-81[19].
3. Превышение уровня шума	+	ГОСТ 12.1.003-2014 [20]. ГОСТ 12.1.029-80[21].
4. Повышенная запыленность и загазованность воздуха рабочей зоны	+	ГОСТ 12.1.005-88[22].
5. Отклонения показателей климата на открытом воздухе	+	ГОСТ 12.1.005-88[22].
6. Недостаток необходимого естественного освещения.	+	СанПиН 1.2.3685-21[15].

Бригада линейного управления 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. 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.

### **5.3 Анализ вредных факторов и мероприятия по их устранению**

#### **5.3.1 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 пункт 2.3.

Мероприятия по борьбе с шумом:

- применение наушников;
- беруши.

Допустимые уровни звукового давления и эквивалентного уровня звука представлены в таблице 10.

					<i>Социальная ответственность</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		65

Таблица 10 - Допустимые уровни звукового давления

Рабочие места	Уровни звукового давления, дБ, в октавах полосах со среднегеометрическими частотами, Гц								Уровни звука и эквивалентные уровни звука, дБА
	31,5	63	125	250	500	1000	2000	4000	
Рабочие места водителей и обслуживающего персонала автомобилей	100	87	79	72	68	65	63	61	70
Рабочие места водителей и обслуживающего персонала автомобилей (пассажиры) легковых автомобилей	93	79	70	63	58	55	52	50	60
Рабочие места водителей и обслуживающего персонала тракторов и т.д.	107	95	87	82	78	75	73	71	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.

### 5.3.2 Повышенная запыленность и загазованность воздуха рабочей зоны

Процесс работы магистрального трубопровода сопряжен с перекачкой природного газа. При отключении, демонтаже старого участка трубопровода, и при испытании нового, возможно попадание в атмосферу рабочей зоны компонентов природного газа – метана, этана, бутана.

Многие вещества, попадая в организм, приводят к острым и хроническим отравлениям. При воздействии на человека больших доз на протяжении одной рабочей смены возникает острое отравление.

Основным критерием качества воздуха являются концентрации вредных веществ. При проведении работ в закрытых помещениях, на участках планового или капитального ремонта, на местах ликвидации утечек и аварий рекомендуется проводить контроль загазованности рабочей среды с помощью специальных промышленных датчиков-газоанализаторов.

Согласно ГОСТ 12.1.005–88 содержание нефтяных паров и газов в воздушной среде не должно превышать значения ПДК, составляющее 300 мг/м<sup>3</sup>.

Контроль воздушной среды должен проводиться:

- с периодичностью 1 раз в 30 мин;
- по первому требованию ответственного лица за проведение работ;
- по первому требованию исполнителей работ по наряду-допуску;
- после перерыва в работе 1 час.

Контроль воздушной среды должен проводиться в зоне дыхания при характерных производственных условиях посредством газоанализаторов АНТ-3, АНТ-3м, Колион-1.

При работе в местах, где концентрация вредных веществ в воздухе может превышать ПДК, работников должны обеспечивать соответствующими противогазами.

### **5.3.3 Отклонение показателей климата на открытом воздухе**

При работе на открытом воздухе показатель климата очень важен, поскольку в Западной Сибири зимой температура воздуха может достигать -50 °С, а летом больше 40°С, что может привести к травмам таких как обморожение, переохлаждение, тепловой удар и т.д. а так же оказывает существенное влияние на самочувствие, состояние здоровья и работоспособность человека.

					<i>Социальная ответственность</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		67

Климат района континентальный, с продолжительной холодной зимой (температура достигает – 50°С) и коротким тёплым летом (до +35°С). Наибольшее количество осадков выпадает в осенне-зимний период. Всем членам бригады выдается спецодежда.

Летом: костюм безветренный, костюм хлопчатобумажный сводоотталкивающим покрытием, костюм противо-энцефалитный, сапоги кирзовые.

Зимой: куртка на утепленной прокладке, костюм зимний с пристегивающейся утепляющей прокладкой, чуни.

Зимой, работы на открытом воздухе запрещаются при условиях представленных в таблице 11.

Таблица 11 - Неблагоприятные погодные условия

Скорость ветра, м/с	Температура воздуха °С
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

### 5.3.4 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. Недостаток света снижает работоспособность человека, ухудшает его ориентировку в пространстве, снижает различимость предметов, способствуя аварийности и травматизму.

Эффективные меры для поддержания оборудования в чистоте, повышения контраста объектов различения с фоном правильное цветовое решение элементов оборудования. Блеклость ведет к быстрому утомлению.

## **5.4 Анализ основных опасных факторов и мероприятия по их устранению**

### **5.4.1 Движущиеся машины и механизмы производственного оборудования**

При эксплуатации строительных машин и механизмов следует руководствоваться СНиП 12-03-2001. Техника безопасности в строительстве, «Правилами устройства и безопасной эксплуатации грузоподъемных кранов» и инструкциями заводов-изготовителей.

Руководители организаций, выполняющих строительно-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 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.

Движущиеся части оборудования представляют опасность травмирования рабочего в виде ушибов, порезов, переломов и др., которые могут привести к потере трудоспособности.

### **5.4.2 Поражение электрическим током**

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

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

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;
- 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.

### **5.5 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.

### **5.6 Защита атмосферы**

Главными источниками загрязнения атмосферы на газопроводе являются:

- аварийные утечки газа;
- не плотность фланцевого соединения запорно-регулирующей арматуры;
- передвижные сварочные посты, работающие на местах ремонта.
- двигатели внутреннего сгорания, установленные на спецоборудовании, автомобильной или строительной техники.

Основные химические элементы, выбрасываемые в приземной слой атмосферы, от источников описанных выше являются соединения

					<i>Социальная ответственность</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		70

углеводорода: метан, пропан, бутан, пентан и не углеводородные соединения: водород, сероводород, углекислый газ, азот, гелий и др.

### 5.7 Защита литосферы

Во время проведения капитальных работ на участке действующего магистрального газопровода задействуются большие площади плодородной земли. Процесс сохранения плодородного слоя и последующего его восстановления вдоль трассы газопровода называется рекультивацией.

Технология рекультивации регулируется отраслевой инструкцией ВСН 004-88, которая утверждает проектную планировку земляных работ на участке ремонта трубопровода.

Также технологию проведения рекультивации земель регулирует постановление правительства РФ от 10.07.2018 N800 «О проведении рекультивации и консервации земель».

Рассмотрим последовательность земляных работ для газопровода диаметром от 1020 мм до 1420 мм при мощности плодородного слоя 20-50 см на рисунке 10:

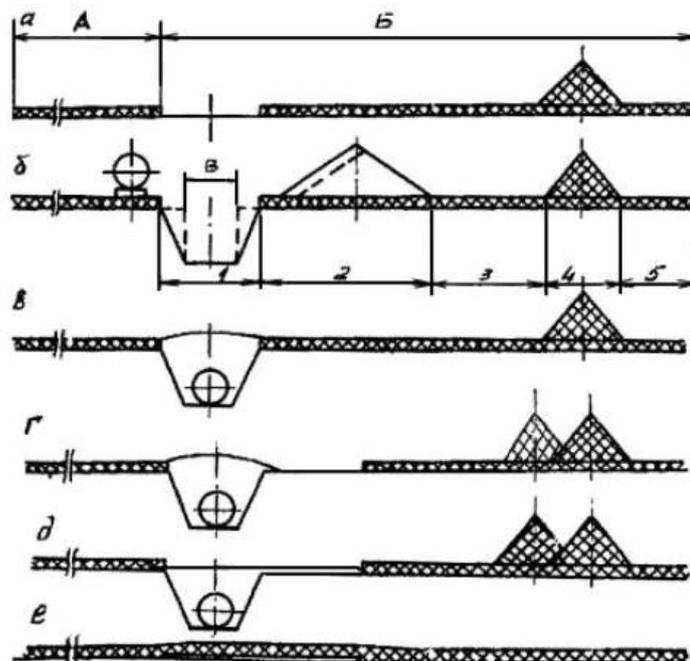


Рисунок 10 - последовательность земляных работ для газопровода диаметром от 1020 мм до 1420 мм

Представим сопутствующую таблицу с параметрами строительной полосы (таблица 12):

Таблица 12 – параметры строительной полосы

Диаметр трубопровода, мм	Параметры строительной полосы							
	Полоса монтажных работ А, м	Полосы земляных работ, м						
		1	2	3	4	5	Б	В
1020	12,7	3,5	5,0	4,0	4,0	6,2	22,7	1,5-3,5
1220	13,2	3,5	6,0	4,0	4,0	6,6	24,1	1,6-3,5
1420	13,4	3,5	7,0	4,0	4,0	6,6	25,1	2,1-3,5

### 5.8 Защита гидросферы

В ходе капитального ремонта газопровода возможна ситуация разлива горюче-смазочных материалов на почву и в ближайшие водные объекты. В таком случае используют средства для локализации разлива на водной поверхности (оградительные боновые заграждения), а также при необходимости сбора большого объема ГСМ возможно применение нефтесборного оборудования для сбора нефтяных пленок и устранения последствий разлива.

### 5.9 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. 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.

### **Выводы по разделу**

Эксплуатация и ремонт газопровода относится к опасным типам работ и требует строго соблюдения правил охраны труда и контроль со стороны управляющего персонала. Чтобы сохранить жизнь и здоровье сотрудников требуется регулирование всех технологических процессов.

Экологическая безопасность, в том числе, является одной из приоритетных задач предприятия, так что оно заинтересовано свести аварийность к нулю. Поэтому разработка и исполнение правил промышленной безопасности есть одна из главных целей производства.

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

## 6 ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ

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

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 выделенная часть рынка, группы потребителей, обладающих определенными общими признаками. Сегментирование - разделение покупателей на однородные группы, для каждой из которых может потребоваться определенный товар (услуга).

Для данного проекта целевой рынок - газонефтедобывающие и транспортирующие компании.

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

На рисунке 11 отражена карта сегментирования рынка предоставляемых услуг для крупных, средних и мелких газонефтедобывающих и транспортирующих компаний.

					Разработка комплекса мероприятий по сооружению подводного перехода магистрального газопровода «Уренгой-Центр» через реку Чулым			
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>				
Разраб.	Богатырев А.И.				<i>Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение</i>	<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
Руковод.	Гончаров Н.В.						74	99
Консульт						<i>НИ ТПУ ИШПР гр.-3-2571Т</i>		
Рук-ль ООП	Брусник О.В.							

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

		Отрасль	
		Газо-нефтедобывающие предприятия	Транспортирующие предприятия
Размер	Крупные		
	Средние		

Рисунок 11 - Карта сегментирования рынка предоставляемых услуг

## 6.2 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;
- 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 13).

Таблица 13 - Оценочная карта для сравнения конкурентных технических решений (разработок)

Критерии оценки	Вес критерия	Баллы		Конкурентоспособность	
		Б метод кривых	Б метод бурения	К методы кривых	К метод бурения
Технические критерии оценки ресурсоэффективности					
Повышение производительности труда пользователя	0,10	5	4	0,75	0,6
Функциональность	0,15	5	4	0,75	0,5
Надежность	0,15	5	4	0,5	0,4
Безопасность	0,15	5	4	0,5	0,4
Энергоэффективность	0,10	5	3	0,75	0,45
Экономические критерии оценки эффективности					
Цена	0,15	5	4	1,0	0,8
Конкурентоспособность	0,10	4	3	0,25	0,15
Финансирование разработки	0,05	4	4	0,2	0,2
Срок выхода на рынок	0,05	4	4	0,2	0,2
Итого	1,0	42	34	4,9	3,7

Анализ конкурентных технических решений определяется по формуле:

$$K = \sum V_i \cdot B_i(5.1)$$

где  $K$  - конкурентоспособность научной разработки или конкурента;

$V_i$ - вес показателя (в долях единицы);

$B_i$ - балл  $i$ -го показателя.

Конкурентоспособность разработки составила 4,9, в то время альтернативная разработка 3,7, в результате чего видно, что данная научно-исследовательская разработка является конкурентоспособной и имеет весомое преимущество.

### 6.3 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. Аббревиатура SWOT расшифровывается как Strengths (сильные стороны), Weaknesses (слабые стороны), Opportunities (возможности) и Threats (угрозы).

Это метод первичной оценки, текущий ситуации, основанный на рассмотрении четырёх сторон.

					<i>Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		77

Таблица 14 - Матрица SWOT

<p>Факторы SWOT</p>	<p>Сильные стороны проекта:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>Наличие достаточного финансирования</li> <li>Квалифицированный персонал</li> <li>Простота проектирования</li> <li>Использование технологий на безлюдных территориях (в отдаленных районах)</li> <li>Более низкая стоимость производства по сравнению с другими технологиями.</li> </ul>	<p>Слабые стороны проекта:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>Отсутствие необходимого оборудования для проведения испытания опытного образца</li> <li>Отсутствие бюджетного финансирования</li> <li>Большой срок поставок материалов и комплектующих, используемых при проведении научного исследования</li> <li>Отсутствие прототипа научной разработки</li> </ul>
<p>Возможности:</p> <ol style="list-style-type: none"> <li>Использование разработки на других объектах нефтегазового промысла</li> <li>Появление спроса на продукт</li> </ol>	<p>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.</p>	<p>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.</p>
<p>Угрозы:</p> <ol style="list-style-type: none"> <li>Изменение законодательства</li> <li>Развитая конкуренция технологий производства</li> </ol>	<p>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, представляется возможность вложения дополнительных денежных средств в другие услуги, такие как сертификация.</p>	<p>Отсутствие прототипа научной разработки, необходимого оборудования и большой срок поставок материалов и комплектующих говорит об отсутствии спроса на новые технологии и отсутствии конкуренции проекта. Несвоевременное финансирование научного исследования приведет к невозможности получения сертификации.</p>

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 15 - Интерактивная матрица проекта

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

Таблица 16 - SWOT-анализ.

Факторы SWOT	Сильные стороны проекта: Наличие достаточного финансирования; Квалифицированный персонал; Простота проектирования; Использование технологий на безлюдных территориях (в отдаленных районах) ; Более низкая стоимость производства по сравнению с другими технологиями.	Слабые стороны проекта: Отсутствие необходимого оборудования для проведения испытания опытного образца; Отсутствие бюджетного финансирования; Отсутствие сертификации; Большой срок поставок материалов и комплектующих, используемых при проведении научного исследования; Отсутствие прототипа научной разработки
Возможности: Использование разработки на других объектах нефтегазового промысла 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, U1, U2, U4).	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, Cл1, Cл2, Cл3, Cл4)
Угрозы: Изменение законодательства 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 (U2,C4,C5), а из-за сравнительно низкой затратности проекта, представляется возможность вложения дополнительных денежных средств в другие услуги, такие как сертификация (U1,C2,C3).	Отсутствие прототипа научной разработки, необходимого оборудования и большой срок поставок материалов и комплектующих говорит об отсутствии спроса на новые технологии и отсутствии конкуренции проекта (U2,Cл1,Cл4,Cл5). Несвоевременное финансирование научного исследования приведет к невозможности получения сертификации (U1,Cл3).

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

## 6.4 Планирование научно-исследовательских работ

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 17).

Таблица 17 - Перечень этапов, работ и распределение исполнителей

Основные этапы	№раб	Содержание работ	Должность Исполнителя
Разработка технического задания	1	Составление и утверждение технического задания	Руководитель-100%
	2	Подбор и изучение материалов по теме	Инженер-100%
Выбор направления Исследований	3	Выбор направления исследований	Руководитель-20% Инженер-80%
	4	Календарное планирование работ по теме	Руководитель-20% Инженер-80%
	5	Изучение литературы по теме	Инженер-100%
Теоретические и экспериментальные исследования	6	Подбор нормативных документов	Инженер-100%
	7	Оценка влияния технологических параметров на качество продукта	Инженер-100%
	8	Составление таблиц и проведения расчетов	Руководитель-10% Инженер-90%
	9	Определение целесообразности проведения процесса	Руководитель-30% Инженер-70%
Обобщение и оценка результатов	10	Оформление пояснительной записки	Инженер-100%
	11	Разработка презентации и раздаточного материала	Инженер-100%

## 6.5 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:

$$t_{ожі} = \frac{3t_{min} + 2t_{maxі}}{5} \quad (5.2)$$

где  $t_{ожі}$  - 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%.

$$T_{pi} = \frac{t_{ожi}}{Ч_i} \quad (5.3)$$

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

$t_{ожi}$ - 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 ГЗ:

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

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

## 6.6 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:

$$T_{ki} = T_{pi} \cdot k_{\text{кал}} \quad (5.4)$$

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:

$$k_{\text{кал}} = \frac{T_{\text{кал}}}{T_{\text{кал}} - T_{\text{вых}} - T_{\text{пр}}} = \frac{365}{365 - 88 - 30} = 1,48$$

где  $T_{\text{кал}}$  - количество календарных дней в 2021 году;

$T_{\text{вых}}$  - количество выходных дней в 2021 году;

$T_{\text{пр}}$  - количество праздничных дней в 2021 году.

Диаграмма Ганта находится в приложении А.

					Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		83

## 6.7 Бюджет научно-технического исследования НТИ

### 6.7.1. 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 5.7).

Таблица 18 - Сырье, материалы, комплектующие изделия и покупные полуфабрикаты

Наименование	Ед. Измерения	Количество		Цена за единицу, руб.		Сумма, руб.	
		Исп. 1	Исп. 2	Исп. 1	Исп. 2	Исп. 1	Исп. 1
Бумага А4	пачка	2	2	400	450	800	900
Ручка	шт.	4	5	30	35	120	175
Карандаш	шт.	1	2	30	40	30	80
Тетрадь	шт.	1	2	110	90	110	180
Мультифора	шт.	7	5	3	4	21	20
Папка	шт.	2	1	60	75	120	75
Транспортно-заготовительные расходы (5%)						60	72
Итого:						1261	1502

### 6.7.2 Расчёт амортизационных отчислений

Написание выпускной квалификационной работы по плану занимает 5 месяцев. Для моделирования и проведения расчётов используется персональный компьютер первоначальной стоимостью 80000 рублей. Срок полезного использования для офисной техники составляет от 2 до 3 лет

Норма амортизации  $H_A$  рассчитывается как:

$$H_A = \frac{1}{T} \cdot 100\%,$$

где  $T$  – срок полезного использования, лет.

Если принять срок полезного использования равным 3 годам, тогда норма амортизации  $H_A$ :

$$H_A = \frac{1}{3} \cdot 100\% = 33,3\% .$$

Годовые амортизационные отчисления:

$$A_{\text{год}} = 80000 \cdot 0,33 = 26400 \text{руб.}$$

Ежемесячные амортизационные отчисления:

$$A_{\text{мес}} = \frac{26400}{12} = 2200 \text{руб.}$$

Итоговая сумма амортизации основных средств:

$$A = 2200 \cdot 5 = 11000 \text{руб.}$$

### 6.7.3 Основная заработная плата исполнителей темы

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

$$C_{\text{зп}} = Z_{\text{осн}} + Z_{\text{доп}} \quad (5.5)$$

где  $Z_{\text{осн}}$  - основная заработная плата;

$Z_{\text{доп}}$  - дополнительная заработная плата

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

$$Z_{\text{осн}} = Z_{\text{дн}} \cdot T_{\text{раб}} \quad (5.6)$$

$T_{\text{раб}}$  - продолжительность работ, выполняемых научно-техническим работником, раб. дн.;

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

					Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		85

Среднедневная заработная плата рассчитывается по формуле:

$$Z_{\text{дн}} = \frac{Z_{\text{м}} \cdot M}{F_{\text{д}}} \quad (5.7)$$

где  $Z_{\text{м}}$ - 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;

$F_{\text{д}}$ - действительный годовой фонд рабочего времени научно-технического персонала, раб. дн.

Таблица 19 - Баланс рабочего времени

Показатели рабочего времени	Руководитель	Инженер
Календарное число дней	365	365
Количество нерабочих дней		
- выходные дни	88	88
- праздничные дни	30	30
Потери рабочего времени		
- отпуск	24	24
- невыходы по болезни	0	0
Действительный годовой фонд рабочего времени	196	172

Оклад научного руководителя (в должности доцента) составляет 36 174 рублей. Оклад студента (инженера) принимается равным окладу соответствующего специалиста низшей квалификации, т.е. ассистента и составляет 18 426 рублей.

Месячный должностной оклад работника:

$$Z_{\text{м}} = Z_{\text{б}} * (1 + k_{\text{пр}} + k_{\text{д}}) * k_{\text{р}}$$

$Z_6$  – базовый оклад, руб.;

$k_{пр}$  – премиальный коэффициент равный 0,3 (т.е. 30% от  $Z_6$ )  
(определяется Положением об оплате труда);

$k_d$  – коэффициент доплат и надбавок составляет примерно 0,2 – 0,5 (в НИИ и на промышленных предприятиях – за расширение сфер обслуживания, за профессиональное мастерство, за вредные условия: 15- 20 % от  $Z_{тс}$ );

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

1) Расчет месячного должностного оклада:

$$Z_m(\text{рук.}) = 36174 \cdot (1 + 0,3 + 0,2) \cdot 1,3 = 70539,3 \text{ руб.}$$

$$Z_m(\text{инж.}) = 18426 \cdot (1 + 0,3 + 0,2) \cdot 1,3 = 35930,7 \text{ руб.}$$

2) Расчет среднедневной заработной платы:

$$Z_{дн}(\text{рук.}) = (70539,3 \cdot 11,2) / 224 = 3526,97 \text{ руб.}$$

$$Z_{дн}(\text{инж.}) = (35930,7 \cdot 11,2) / 224 = 1796,54 \text{ руб.}$$

3) Расчет основной заработной платы:

$$Z_{осн.}(\text{рук.}) = 3526,97 \cdot 9,52 = 33576,75 \text{ руб.}$$

$$Z_{осн.}(\text{инж.}) = 1796,54 \cdot 79,28 = 142429,69 \text{ руб.}$$

Результат расчетов представлен в таблице 20.

					Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		87

Исполнители	З <sub>б</sub> , руб.	k <sub>пр</sub>	k <sub>д</sub>	k <sub>р</sub>	З <sub>м</sub> , руб.	З <sub>дн</sub> , руб.	T <sub>р</sub> , раб. дн.	З <sub>осн</sub> , руб.
Руководитель	36174	0,3	0,2	1,3	70539,3	3526,97	9,52	33576,75
Инженер	18426	0,3	0,2	1,3	35930,7	1796,54	79,28	142429,69
Итого:								176006,44

Таблица 20 - Расчет основной заработной платы

#### 6.7.4 Дополнительная заработная плата исполнителей темы

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

$$Z_{\text{доп}} = k_{\text{доп}} \cdot Z_{\text{осн}} \quad (5.9)$$

где Z<sub>доп</sub> - дополнительная заработная плата, руб.;

k<sub>доп</sub> - коэффициент дополнительной зарплаты;

Z<sub>осн</sub> - основная заработная плата, руб.

$$Z_{\text{доп. (рук)}} = 33576,75 \cdot 0,12 = 4029,21 \text{ руб.}$$

$$Z_{\text{доп. (инж)}} = 142429,69 \cdot 0,12 = 17091,56 \text{ руб.}$$

$$Z_{\text{доп}} = 176006,44 \cdot 0,12 = 21120,77 \text{ руб.}$$

Заработная плата	Руководитель	Инженер
Основная зарплата	33576,75	142429,69
Дополнительная зарплата	4029,21	17091,56
Итого по статье Сзп	37605,96	159521,25

Таблица 21 - Заработная плата исполнителей НТИ

### 6.7.5 Отчисления во внебюджетные фонды

Статья включает в себя отчисления во внебюджетные фонды.

$$C_{\text{внеб}} = k_{\text{внеб}} \cdot (З_{\text{осн}} + З_{\text{доп}}) \quad (5.10)$$

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

Исполнитель	Основная заработная плата, руб.	Дополнительная заработная плата, руб.
Руководитель проекта	33576,75	4029,21
Инженер	142429,69	17091,56
Коэффициент отчисления во внебюджетные фонды	30 %	
Отчисления, руб.	52801,93	6336,23
Итого	59138,16	

Таблица 22- Отчисления во внебюджетные фонды

### 6.7.6 Накладные расходы

Накладные расходы - расходы на прочие затраты, не учитываемые, например, затраты на печать, ксерокопирование, оплата интернета и прочих услуг связи и коммуникации, электроэнергии. Величина накладных расходов определяется по формуле:

$$З_{\text{накл}} = (\text{сумма статей } 1 \div 5) \cdot k_{\text{нр}} \quad (5.11)$$

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

Величина коэффициента накладных расходов принята в размере 16%.

Рассчитаем накладные расходы на выполнение НТИ:

$$\begin{aligned} З_{\text{накл исп1}} &= (1261 + 11000 + 176006,44 + 21120,77 + 59138,16) \cdot 0,16 \\ &= 42964,21 \text{ рублей} \end{aligned}$$

$$Z_{\text{накл исп2}} = (1502 + 11000 + 176006,44 + 21120,77 + 59138,16) \cdot 0,16$$

$$= 43205,21 \text{ рублей}$$

## 6.8 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.

Наименование статьи	Сумма, руб.	
	Исп. 1	Исп. 2
Материальные затраты НТИ	1261,00	1502,00
Амортизация оборудования	11000,00	
Основная заработная плата	176006,44	
Дополнительная заработная плата	21120,77	
Отчисления на социальные нужды	59138,16	
Накладные расходы	42964,21	43205,21
Бюджет затрат	311490,58	311731,58

Таблица 23 - Расчет бюджета затрат НТИ

## 6.9 Определение ресурсной (ресурсосберегающей), финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности исследования

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

Интегральный показатель финансовой эффективности научного исследования получают в ходе оценки бюджета затрат трех (или более) вариантов исполнения научного исследования. Для этого наибольший интегральный показатель реализации технической задачи принимается за базу расчета (как знаменатель), с которым соотносятся финансовые значения по всем вариантам исполнения. Интегральный финансовый показатель разработки определяется как:

$$I_{\Phi}^P = \frac{\Phi_{pi}}{\Phi_{\max}}$$

где  $I_{\Phi}^P$  – интегральный финансовый показатель разработки;

$\Phi_{pi}$  – стоимость  $i$ -го варианта исполнения;

$\Phi_{\max}$  – максимальная стоимость исполнения научно-исследовательского проекта.

$$I_{\Phi}^{\text{исп}1} = 311490,58 / 311731,58 = 0,99 \text{ и } I_{\Phi}^{\text{исп}2} = 311731,58 / 311731,58 = 1,00$$

Интегральный показатель ресурсоэффективности определяется по формуле:

$$I_{pi} = \sum a_i \cdot b_i$$

$I_{pi}$  – интегральный показатель ресурсоэффективности;

$a_i$  – весовой коэффициент проекта;

$b_i$  – бальная оценка проекта, устанавливается экспериментальным путем по выбранной шкале оценивания.

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

$$I_{\text{исп}} = I_{r.\text{исп}} / I_{\Phi}^P$$

Расчет интегрального показателя эффективности исполнения разработки:

$$I_{\text{исп}1} = 4,9 / 0,99 = 4,95 \text{ и } I_{\text{исп}2} = 3,7 / 1,0 = 3,7$$

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

Сравнительная эффективность проекта рассчитывается по формуле:

$$Э_{ср} = I_{исп1} / I_{исп2}.$$

Сравнительная эффективность разрабатываемой системы приведена в таблице 24.

Показатели	Разработка	
	Исп 1.	Исп 2.
Интегральный финансовый показатель	0,99	1,0
Интегральный показатель ресурсоэффективности разработки	4,9	3,7
Интегральный показатель эффективности	4,95	3,7
Сравнительная эффективность вариантов исполнения	1,00	1,33

Таблица 24 – Сравнительная эффективность разработки

### Выводы по разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

В данном разделе оценены экономические аспекты разработки подводного перехода.

1. Выявлены потенциальные потребители результатов исследования. Для данного проекта целевой рынок - газонефтедобывающие и транспортирующие компании.

2. Проведен анализ конкурентных технических решений. Конкурентоспособность разработки составила 4,9, в то время альтернативная разработка 3,7, в результате чего видно, что данная научно-исследовательская разработка является конкурентоспособной и имеет весомое преимущество.

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. Подсчёт затрат на разработку позволяет заключить, что основной статьёй расходов в научно-исследовательской работе является заработная плата исполнителей: основная –176006,44 руб, дополнительная – 21120,77 руб. На втором месте отчисления во внебюджетные фонды – 59138,16 руб. Далее идут накладные расходы –42964,21 руб. Меньше всего средств уходит на амортизацию оборудования –11000 руб. и на материальные затраты –1261,00 руб. Общий бюджет разработки составил 311490,58 руб.

					<i>Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		103

## Заключение

В ходе выполнения выпускной квалификационной работы были рассмотрены и решены следующие вопросы:

- рассмотрены особенности организации подводных переходов магистральных газопроводов;
- дана оценка различных методов строительства подводных переходов;
- был сделан выбор технологии для успешного строительства подводного перехода магистрального газопровода “Уренгой-Центр” через реку Чулым;
- выполнен технологический расчет участка трубопровода, в который вошли: расчет сопротивления материалов, расчет стенки трубопровода, расчет напряжений в стенке трубы, расчет прочности трубопровода, проверка трубопровода на недопустимые пластические деформации;
- на основе нормативно-технической документации составлены технологические решения по организации ремонтных работ;
- рассмотрены финансовая составляющая организации проектных работ по ремонту перехода;
- рассмотрена социальная ответственность в рамках рассматриваемого проектного ремонта.

					Разработка комплекса мероприятий по сооружению подводного перехода магистрального газопровода «Уренгой-Центр» через реку Чулым							
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>								
<i>Разраб.</i>		<i>Богатырев А.И.</i>			<i>Заключение</i>			<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>		
<i>Руковод.</i>		<i>Гончаров Н.В.</i>						94	99			
<i>Консульт</i>								<i>НИ ТПУ ИШПР зр.-3-2571Т</i>				
<i>Рук-ль ООП</i>		<i>Брусник О.В.</i>										

## СПИСОК ИСПОЛЬЗУЕМЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Эксплуатация магистральных нефтепроводов: Справ. изд. / М-во образования Рос. Федерации. Тюм. гос. нефтегазовый ун-т; Под общ. ред. Ю. Д. Земенкова. - Тюмень: Тюм. гос. нефтегазовый ун-т, 2000. - 534 с.: ил., табл.; 21 см.

2. Душин В. А. Капитальный ремонт линейной части магистральных нефтепроводов: учеб. пособие / В. А. Душин, А. М. Шаммазов.- Уфа: ООО «Монография», 2012.- 272 с.

3. Типовые расчеты при сооружении и ремонте газонепфтепроводов / Л.И. Быков, Ф.М. Мустафин, С.К. Рафиков и др.; под ред. Л.И. Быкова. - Недра. С.-Петербург. 2016, 824 с.

4. Бородавкин П.П., Синюков А.М. Прочность магистральных трубопроводов. М.: Недра, 2014. 245 с.

5. Бойко, А.М. Состояние и перспективы развития газотранспортной системы страны / А.М. Бойко, Б.В. Будзуляк, Б.П. Поршаков // Известия вузов. Нефть и газ, 1997. - №1. - С.64-74.

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

7. СП 36.13330.2012. Магистральные трубопроводы. (утв. приказом Федерального агентства по строительству и жилищно-коммунальному хозяйству от 25 декабря 2012 г. N 108/ГС).

8. СП 108-34-97 Сооружение подводных переходов. Утверждено РАО «Газпром»(Приказ от 8.07.1998 г., № 87)

9. СТО Газпром 2-3.5-051-2006. Нормы технологического проектирования магистральных газопроводов / ОАО «Газпром», 2006.

					Разработка комплекса мероприятий по сооружению подводного перехода магистрального газопровода «Уренгой-Центр» через реку Чулым			
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>				
Разраб.		Богатырев А.И.			<i>Список используемых источников</i>	<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
Руковод.		Гончаров Н.В.					95	99
Консульт						НИ ТПУ ИШПР зр.-3-2571Т		
Рук-ль ООП		Брусник О.В.						

10. СТО Газпром 2-3.5-454-2010. Правила эксплуатации магистральных газопроводов. Взамен ВРД 39-1.10-006-2000\* «Правила технической эксплуатации магистральных газопроводов».

11. СТО Газпром 2-2.3-231-2008. Правила производства работ при капитальном ремонте линейной части магистральных газопроводов. Взамен ВСН 51-1-97 «Правила производства работ при капитальном ремонте магистральных газопроводов». Утверждён ОАО "Газпром" 04.04.2008.

12. СТО Газпром 2-2.2-136-2007. Инструкция по технологиям сварки при строительстве и ремонте промысловых и магистральных газопроводов. Часть I. Дата введения - 22.09.2007.

13. СТО Газпром 2-3.5-046-2006. Порядок экспертизы технических условий на оборудование и материалы, аттестации технологий и оценки готовности организаций к выполнению работ по диагностике и ремонту объектов транспорта газа ОАО «Газпром». Стандарт вводится в действие 24.07.2006 г. согласно распоряжению ОАО «Газпром» от 28.12.2005 №414.

14. СНиП 2.05.06-85\* Магистральные трубопроводы.

15. СанПиН 1.2.3685-21 Гигиенические нормативы и требования к обеспечению безопасности и (или) безвредности для человека факторов среды обитания.

16. ГОСТ 12.2.003-91 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Оборудование производственное. Общие требования безопасности.

17. ГОСТ 12.2.061-81 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Оборудование производственное. Общие требования безопасности к рабочим местам.

18. ГОСТ 12.1.019-2017 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Электробезопасность. Общие требования и номенклатура видов защиты

19. ГОСТ 12.1.030-81 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Электробезопасность. Защитное заземление. Зануление.

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

20. ГОСТ 12.1.003-2014 Система стандартов безопасности труда (ССБТ).  
Шум. Общие требования безопасности

21. ГОСТ 12.1.029-80 Система стандартов безопасности труда (ССБТ).  
Средства и методы защиты от шума.

22. ГОСТ 12.1.005–88 Система стандартов безопасности труда (ССБТ).  
Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны.

					<i>Список используемых источников</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		97

## Приложение А.

### Расчёт трудозатрат на выполнение работ

Наименование работы	Исполнители работы	Длительность работ, дн.			Трудоёмкость работ по исполнителям, чел.дн			
		$t_{\min}$	$t_{\max}$	$t_{ож}$	$T_{pi}$		$T_{ki}$	
					Р	И	Р	И
<b>1</b>	<b>2</b>	<b>3</b>	<b>4</b>	<b>5</b>	<b>6</b>	<b>7</b>	<b>8</b>	<b>9</b>
1. Составление и утверждение технического задания	Р	3	4	3,4	3,4	0	5,03	0
2. Подбор и изучение материалов по теме	И	12	16	13,6	0	13,6	0	20,12
3. Выбор направления исследований	Р, И	3	5	3,8	0,76	3,04	1,12	4,49
4. Календарное планирование работ по теме	Р, И	6	7	6,4	1,28	5,12	1,89	7,57
5. Изучение литературы по теме	И	11	16	13	0	13	0	19,24
6. Подбор нормативных документов	И	9	13	10,6	0	10,6	0	15,68
7. Оценка влияния технологических параметров на качество продукта	И	6	10	7,6	0	7,6	0	11,24
8. Составление таблиц и проведение расчетов	Р, И	9	12	10,2	1,02	9,18	1,5	13,58
9. Определение целесообразности проведения процесса	Р, И	8	11	9,2	3,06	7,14	4,52	10,56
10. Оформление пояснительной записки	И	5	8	6,2	0	6,2	0	9,17
11. Разработка презентации и раздаточного материала	И	3	5	3,8	0	3,8	0	5,62
<b>Итого:</b>					<b>9,52</b>	<b>79,28</b>	<b>14,09</b>	<b>117,33</b>



