

**Министерство образования и науки Российской Федерации**  
 федеральное государственное автономное образовательное учреждение  
 высшего образования  
**«НАЦИОНАЛЬНЫЙ ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ  
 ТОМСКИЙ ПОЛИТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ»**

Институт природных ресурсов  
 Направление подготовки 21.03.01 Нефтегазовое дело  
 Кафедра Транспорта и хранения нефти и газа

**БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА**

Тема работы
<b>Повышение надежности и долговечности участка магистрального газопровода «Омск-Новосибирск-Кузбасс»</b>

УДК 622.691.4.053(571.1)

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БЗБ	Плотников М. О.		06.06.2017

Руководитель

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
ассистент	Радюк К.Н.			06.06.2017

**КОНСУЛЬТАНТЫ:**

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
доцент	Романюк В.Б.	к.э.н, доцент		01.06.2017

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
инженер	Грязнова Е.Н.	к.т.н		05.04.2017

**ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:**

И.О. зав. кафедрой	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
ТХНГ	Бурков П.В.	д.т.н., профессор		06.06.2017

## ТРЕБОВАНИЯ К РЕЗУЛЬТАТАМ ОСВОЕНИЯ ПРОГРАММЫ БАКАЛАВРИАТА

21.03.01 Нефтегазовое дело

### 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 образования и науки Российской Федерации**  
 федеральное государственное автономное образовательное учреждение  
 высшего образования  
**«НАЦИОНАЛЬНЫЙ ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ  
 ТОМСКИЙ ПОЛИТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ»**

---

Институт природных ресурсов  
 Направление подготовки 21.03.01 Нефтегазовое дело  
 Кафедра Транспорта и хранения нефти и газа

УТВЕРЖДАЮ:  
 И.О. зав. кафедрой  
 \_\_\_\_\_ Бурков П.В.  
 (Подпись)    (Дата)    (Ф.И.О.)

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

В форме:

Бакалаврской работы

Студенту:

Группа	ФИО
2БЗБ	Плотникову Максиму Олеговичу

Тема работы:

Повышение надежности и долговечности участка магистрального газопровода «Омск-Новосибирск-Кузбасс»

Утверждена приказом директора (дата, номер)

№2819/с от 19.04.2017 г.

Срок сдачи студентом выполненной работы:

06.06.2017

**ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:**

**Исходные данные к работе**

*(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.).*

*Магистральный газопровод «Омск-Новосибирск-Кузбасс». Участок «182-207 км», находящийся на территории Новосибирской области. Рабочее давление - 4,5 МПа. Диаметр трубопровода – 1220 мм.*

<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>	<p><i>Обоснование выбора технологий и методов проведения капитального ремонта магистрального газопровода в соответствии с климатическими условиями и экологической обстановкой на данном участке</i></p>
<p><b>Перечень графического материала</b></p> <p><i>(с точным указанием обязательных чертежей)</i></p>	<p><i>нет</i></p>
<p><b>Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы</b></p> <p><i>(с указанием разделов)</i></p>	
<p><b>Раздел</b></p>	<p><b>Консультант</b></p>
<p>«Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»</p>	<p>Романюк В.Б., доцент кафедры ЭПР</p>
<p>«Социальная ответственность»</p>	<p>Грязнова Е.Н., инженер лаборатории радиационной спектроскопии</p>
<p><b>Названия разделов, которые должны быть написаны на русском и иностранном языках: реферат</b></p>	

<p><b>Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику</b></p>	<p>15.02.2017 г.</p>
--	----------------------

**Задание выдал руководитель:**

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
ассистент	Радюк К.Н.			15.02.2017 г.

**Задание принял к исполнению студент:**

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БЗБ	Плотников М.О.		15.02.2017 г.

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

Студенту:

Группа	ФИО
2БЗБ	Плотникову Максиму Олеговичу

Институт	Природных ресурсов	Кафедра	ТХНГ
Уровень образования	бакалавр	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	В данном разделе ВКР необходимо представить: график выполнения работ, в соответствии с ВКР; трудоёмкость выполнения операций; нормативно-правовую базу, используемую для расчётов; результаты расчётов затрат на выполняемые работы. Раздел ВКР должен включать: методику расчёта показателей; исходные данные для расчёта и их источники; результаты расчётов.
2. Нормы и нормативы расходования ресурсов	Нормы расхода материалов, тарифные ставки заработной платы рабочих, нормы амортизационных отчислений, нормы времени на выполнение операций в ходе выполнения операций согласно справочников Единых норм времени (ЕНВ) и др.
3. Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования	Ставка налога на прибыль 20 %; Страховые взносы 30%; Налог на добавленную стоимость 18%

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

1. Оценка коммерческого потенциала, перспективности и альтернатив проведения НИ с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения	Расчет затрат и финансового результата реализации проекта
2. Планирование и формирование бюджета научных исследований	График выполнения работ
3. Определение ресурсной (ресурсосберегающей), финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности исследования	Расчет экономической эффективности внедрения новой техники или технологии

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

1. Линейный календарный график выполнения работ
---

**Дата выдачи задания для раздела по линейному графику**

--	--

**Задание выдал консультант:**

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
доцент	Романюк В.Б.	к.э.н, доцент		01.06.2017

**Задание принял к исполнению студент:**

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БЗБ	Плотников Максим Олегович		01.06.2017

## Задание для раздела «Социальная ответственность»

Студенту:

<b>Группа</b>	<b>ФИО</b>
2БЗБ	Плотников Максим Олегович

<b>Институт</b>	Природных ресурсов	<b>Кафедра</b>	Транспорта и хранения нефти и газа
<b>Уровень образования</b>	Бакалавр	<b>Направление/ Специальность</b>	Эксплуатация и обслуживание объектов транспорта и хранения нефти, газа и продуктов переработки

<b>Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»</b>	
1. Характеристика объекта исследования (вещество, материал, прибор, алгоритм, методика, рабочая зона) и области его применения	Участок магистрального газопровода «Омск-Новосибирск-Кузбасс» 182-207 км. Область применения участка газопровода – это обеспечение объектов производственного назначения, общественных и жилых зданий и сооружений газом в Новосибирской области.
Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:	
1. Производственная безопасность 1.1. Анализ выявленных вредных факторов при разработке и эксплуатации проектируемого решения в следующей последовательности: – физико-химическая природа вредности, её связь с разрабатываемой темой; – действие фактора на организм человека; – приведение допустимых норм с необходимой размерностью (со ссылкой на соответствующий нормативно-технический документ); – предлагаемые средства защиты (сначала коллективной защиты, затем индивидуальные защитные средства).	1. Производственная безопасность 1.1. Проанализировать вредные факторы при капитальном ремонте участка газопровода, такие как: – отклонение показателей микроклимата на открытом воздухе; – превышение уровней шума на рабочем месте; – повышенная запыленность и загазованность воздуха рабочей зоны; – повреждения, в результате контакта с животными, насекомыми; – недостаточная освещенность рабочей зоны; – предлагаемые средства защиты.
1.2. Анализ выявленных опасных факторов при разработке и эксплуатации проектируемого решения в следующей последовательности: – термические опасности (источники, средства защиты); – электробезопасность (в т.ч. статическое электричество)	1.2. Проанализировать опасные факторы при капитальном ремонте участка газопровода, такие как: – пожаро- и взрывоопасность; – поражение электрическим током.

<p>2. Экологическая безопасность</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>– анализ воздействия объекта на атмосферу (выбросы);</li> <li>– анализ воздействия объекта на гидросферу (сбросы);</li> <li>– анализ воздействия объекта на литосферу (отходы);</li> <li>– разработать решения по обеспечению экологической безопасности со ссылками на НТД по охране окружающей среды.</li> </ul>	<p>2. Экологическая безопасность</p> <p>Проанализировать воздействие объекта исследования на окружающую среду:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>– литосферу;</li> <li>– гидросферу;</li> <li>– атмосферу.</li> </ul> <p>А также мероприятия по устранению отходов производственных работ.</p>
<p>3. Безопасность при чрезвычайных ситуациях</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>– перечень возможных ЧС при разработке и эксплуатации проектируемого решения;</li> <li>– выбор наиболее типичной ЧС;</li> <li>– разработка превентивных мер по предупреждению ЧС;</li> <li>– разработка действий в результате возникшей ЧС и мер по ликвидации её последствий.</li> </ul>	<p>3. Безопасность при чрезвычайных ситуациях</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>– перечень возможных ЧС при разработке и эксплуатации проектируемого решения;</li> <li>– выбор наиболее типичной ЧС;</li> <li>– разработка превентивных мер по предупреждению ЧС;</li> <li>– разработка действий в результате возникшей ЧС и мер по ликвидации её последствий.</li> </ul>
<p>4. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности</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>4. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>– специальные правовые нормы трудового законодательства;</li> <li>– организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны.</li> </ul>

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

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Инженер	Грязнова Елена Николаевна	Кандидат технических наук		5.04.17

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БЗБ	Плотников Максим Олегович		5.04.17

## Реферат

*Выпускная квалификационная работа бакалавра* включает 110 с. текстового материала, 4 рис., 33 табл., 48 источников.

*Ключевые слова.* Магистральный газопровод, методы капитального ремонта, капитальный ремонт, выбор методов.

*Объект исследования.* Магистральный газопровод «Омск-Новосибирск-Кузбасс» на участке «182-207 км».

*Цель работы:* обоснование выбора технологий и методов проведения капитального ремонта магистрального газопровода для повышения надежности и долговечности его работы.

*Метод или методология проведения работы.* Расчеты были выполнены в соответствии со СТО Газпром 2-2.1-249-2008 «Магистральные газопроводы», рассчитаны толщины стенки трубопровода, проведен расчет на прочность и устойчивость трубопровода.

*Полученные результаты.* Выбран наиболее оптимальный метод проведения капитального ремонта данного участка газопровода для повышения его надежности и долговечности.

*Основные конструктивные, технологические и технико-эксплуатационные характеристики.* Описаны виды работ при проведении капитального ремонта данного участка.

*Область применения.* Магистральный газопровод.

*Экономическая эффективность или значимость работ.* Определение экономических затрат на проведение капитального ремонта участка магистрального газопровода.



## **Abstract**

*Graduate qualification work of the bachelor includes 110 pages of text material, 4 fig., 33 tab., 48 sources.*

*Keywords.* Gas-trunk pipeline, methods of overhaul, overhaul, choice of methods.

*Object of study.* The gas-trunk pipeline of the pipeline system "Omsk-Novosibirsk-Kuzbass" on the section "182-207 km".

*The purpose of the work:* substantiation of the choice of technologies and methods for carrying out overhaul of the gas-trunk pipeline to improve the reliability and durability of its operation.

*Method or methodology of the work.* The calculations were carried out in accordance with STO Gazprom 2-2.1-249-2008 "Gas-trunk pipelines", the pipeline wall thicknesses were calculated, the strength and stability of the pipeline were calculated.

*Results.* The most optimal method of overhauling this section of the gas pipeline is chosen to improve its reliability and durability.

*The basic design, technological and operational characteristics.* The types of work during the overhaul of this site are described.

*Application area.* Gas-trunk pipeline.

*Economic efficiency or significance of work.* Determination of economic costs for overhauls of the gas-trunk pipeline section.

## **Определения, сокращения, нормативные ссылки**

В данной выпускной-квалификационной работе были применены следующие термины и определения:

**Магистральный газопровод:** трубопровод, предназначенный для транспортирования природного газа из районов добычи к пунктам потребления. Основное средство передачи газа на значительные расстояния.

**Линейная часть магистрального газопровода:** часть магистрального газопровода, объединяющая компрессорные станции в единую газотранспортную систему для передачи газа от газовых промыслов к потребителям газа. Линейная часть включает: трубопровод с ответвлениями, лупингами и перемычками, запорной арматурой, переходами через естественные и искусственные препятствия

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

**Капитальный ремонт линейной части газопроводов:** комплекс организационно-технических мероприятий, включающий работы, в результате которых не изменяются основные проектные показатели газопроводов (проектное рабочее давление, производительность и вид транспортируемого продукта), связанные с восстановлением отдельных частей, узлов, деталей, конструкций, инженерно-технического оборудования или их заменой в связи с физическим износом или разрушением на более долговечные и экономичные, улучшающие их эксплуатационные показатели, а также восстановлением проектных, технических и эксплуатационных характеристик объектов транспорта газа, а также проектным, экспертным, сопроводительным и надзорным обеспечением этих работ, содержанием площадей отвода земли объектов.

В настоящей выпускной-квалификационной работе были использованы следующие обозначения и сокращения:

ГТС – газотранспортная система;  
ЛПУ – линейное производственное управление;  
МГ – магистральный газопровод;  
ЭХЗ – электро-химическая защита;  
ИГЭ – инженерно-геологические элементы;  
АСУ - автоматизированная система управления;  
КП ТМ – контролируемый пункт телемеханики;  
КУ - крановый узел;  
ЛЧ - линейная часть;  
ТИ – телеизмерение;  
ТМ – телемеханика;  
ТС – телесигнализация;  
ТУ – телеуправление;  
КИП – контрольно-измерительная аппаратура;  
ПДК – предельно-допустимая концентрация;  
ПДВК – предельно-допустимая взрывоопасная концентрация;  
НКПР – нижний концентрационный предел распространения.

В настоящей выпускной-квалификационной работе были использованы ссылки на следующие стандарты:

ГОСТ 25100-2011 «Грунты. Классификация»

ГОСТ 20522-2012 «Грунты. Методы статистической обработки результатов испытаний»

ГОСТ 9.602-2005 «Единая система защиты от коррозии и старения. Сооружения подземные»

ГОСТ 12.4.010-75 «Система стандартов безопасности труда. Средства индивидуальной защиты. Рукавицы специальные. Технические условия»

ГОСТ 12.0.003-74 «ССБТ. Опасные и вредные производственные факторы. Классификация»

ГОСТ 12.1. 005-88\* «Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны»

ГОСТ 12.1.003-83 «ССБТ. Шум. Общие требования безопасности»

ГОСТ 12.1.019-79 «Система стандартов безопасности труда. Электробезопасность. Общие требования и номенклатура видов защиты»

ГОСТ 17.5.3.04-83 «Охрана природы. Земли. Общие требования к рекультивации земель»

ГОСТ 51330.19-99. «Электрооборудование взрывозащищенное. Данные по горючим газам и парам, относящиеся к эксплуатации электрооборудования»

ГОСТ 17.1.3.13-86 «Охрана природы. Гидросфера. Общие требования к охране поверхностных вод от загрязнения»

## Оглавление

Реферат .....	8
Abstract .....	9
Определения, сокращения, нормативные ссылки .....	10
Оглавление .....	13
Введение .....	17
1 Обзор литературы .....	19
2 Характеристика объекта строительства.....	22
2.1 Характеристика района производства работ.....	22
2.1.1 Географическая характеристика.....	22
2.1.2 Климатическая характеристика .....	22
2.1.3 Инженерно-геологическая характеристика.....	24
2.1.4 Гидрогеологическая характеристика .....	25
2.1.5 Гидрологическая характеристика.....	26
2.2 Техническая характеристика газопровода.....	26
3 Описание основных видов работ при капитальном ремонте участка газопровода «Омск – Новосибирск – Кузбасс» .....	28
3.1.1 Основные методы ремонта магистральных газопроводов .....	28
3.1.2 Обоснование выбора метода капитального ремонта.....	30
3.2 Основные этапы проведения и последовательность капитального ремонта.....	31
3.3 Подготовительные работы .....	32
3.3.1 Организация системы связи .....	34
3.3.2 Организация транспорта труб, погрузочно-разгрузочных и складских работ.....	34
3.3.3 Обустройство площадки для складирования труб .....	35

3.3.4 Выбор труб.....	35
3.3.5 Устройство переездов через действующие коммуникации.....	38
3.4 Земляные работы при капитальном ремонте трубопровода.....	38
3.5 Демонтаж старого трубопровода.....	40
3.5.1 Перечень сооружений линейного объекта подлежащих демонтажу .....	40
3.5.2 Перечень мероприятий по выведению из эксплуатации участка газопровода, подлежащего демонтажу .....	41
3.5.3 Земляные работы при демонтаже существующего трубопровода .	42
3.5.4 Подъёмно-очистные работы .....	43
3.6 Сварочные работы.....	44
3.7 Организация перехода через автомобильную дорогу .....	46
3.8 Изоляционно-укладочные работы.....	48
3.9 Защита от коррозии.....	51
3.9.1 Характеристика защищаемых сооружений.....	51
3.9.2 Тип и количество средств ЭХЗ .....	51
3.9.3 Параметры средств ЭХЗ на начальный и конечный период эксплуатации.....	54
3.10 Проведение испытаний на прочность и герметичность.....	55
3.11 Автоматизация систем управления технологическими процессами ...	57
3.11.1 Приборы и средства автоматизации.....	57
3.12 Рекультивация земель .....	58
3.13 Обозначения газопровода на местности.....	59
4 Расчетная часть.....	60
4.1 Расчет газопровода на прочность и устойчивость.....	60
4.1.1 Исходные данные .....	60

4.1.2	Определение толщины стенки труб и соединительных деталей ....	61
4.1.3	Проверка условий прочности.....	63
4.1.4	Проверка общей устойчивости подземных газопроводов.....	66
4.1.5	Результаты расчета.....	69
4.2	Расчет безотказной работы участка газопровода .....	70
4.2.1	Исходные данные .....	70
4.2.2	Средняя наработка на отказ .....	70
4.2.3	Вероятность безотказной работы .....	71
4.3	Расчет показателей, для выбора метода ремонта трубопровода.....	73
4.3.1	Исходные данные .....	73
4.3.2	Расчет показателей.....	74
4.3.3	Результаты вычислений.....	75
5	Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение...	77
5.1	Сметная стоимость выполнения работ по капитальному ремонту участка магистрального газопровода длиной 400 м.....	77
5.1.1	Расчет нормативной продолжительности выполнения работ .....	77
5.1.2	Нормативная база для расчета сметы на выполняемые работы.....	79
5.1.3	Расчёт сметной стоимости работ.....	80
5.2	Сводный сметный расчет стоимости выполнения капитального ремонта на участке магистрального газопровода.....	85
6	Социальная ответственность .....	89
6.1	Краткая характеристика исследуемого объекта .....	89
6.2	Производственная безопасность .....	89
6.3	Анализ вредных производственных факторов и обоснование мероприятий по их устранению .....	91
6.3.1	Отклонение показателей микроклимата на открытом воздухе.....	91

6.3.2 Превышение уровней шума на рабочем месте .....	92
6.3.3 Повышенная запыленность и загазованность воздуха рабочей зоны .....	93
6.3.4 Повреждения, в результате контакта с животными и насекомыми	94
6.3.5 Недостаточная освещенность рабочей зоны .....	95
6.4 Анализ опасных производственных факторов и обоснование мероприятий по их устранению .....	96
6.4.1 Пожаро- и взрывоопасность.....	96
6.4.2 Электрический ток .....	97
6.5 Экологическая безопасность.....	99
6.5.1 Литосфера .....	99
6.5.2 Гидросфера .....	100
6.5.3 Атмосферы.....	101
6.5.4 Обращение с отходами .....	102
6.6 Безопасность в чрезвычайных ситуациях.....	104
6.7 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности ...	107
Заключение .....	109
Список использованной литературы.....	110



## Введение

Тысячи километров трубопроводов пересекают континенты. Трубопроводы проектируются, изготавливаются и тестируются согласно жестким стандартам, строительным нормам и правилам. В процессе эксплуатации очень важно поддерживать необходимые характеристики и показатели, чтобы обеспечить надежные и безопасные поставки транспортируемого продукта.

Газотранспортная система - комплекс взаимосвязанных газопроводов и связанных с ними объектов, предназначенных для обеспечения потребителей газом. Газотранспортная система является связующим звеном между газовыми месторождениями и потребителями.

Газотранспортная система (ГТС) Российской Федерации является крупнейшей в мире по длине и промышленной производительности. Протяженность газопроводов ОАО «Газпром» составляет более 150 тыс. Км с компрессорными станциями суммарной мощностью 42 млн. КВт. Газотранспортная система обеспечивает транспортировку запланированных объемов газа потребителям в России, СНГ и дальнем зарубежье.

Газотранспортная система получила свое основное развитие в 70-80-е годы. В настоящее время амортизация основных фондов составляет 56%. Износ основных фондов привел к снижению технических показателей ГТС на 59,7 млрд. куб. м.

Амортизационный срок истек у порядка 14% газопроводов. Более половины газопроводов (64%) работают в течение 10-32 лет. Средний возраст газопроводов – 23 года, а среднее число отказов – 0,815 на 1000 км [1].

Для обеспечения надежности и безопасности газопроводов необходимо проведение специальных технических программ по диагностике, ремонту и реконструкции объектов транспорта газа.

Чтобы восстановить технико-экономические показатели газотранспортной системы, увеличить надежность и безотказность работы

магистральных газопроводов проводятся комплексы мероприятий по ремонту, реконструкции и модернизации составляющих частей МГ.

Отсюда следует актуальность данной работы: исключение аварийных ситуаций на участке 182-207 км газопровода «Омск-Новосибирск-Кузбасс», а также обеспечение надежного и бесперебойного функционирования объектов Барабинского ЛПУ МГ.

Цель работы: обоснование выбора технологий и методов проведения капитального ремонта магистрального газопровода для повышения надежности и долговечности его работы.

Согласно поставленной цели, необходимо выполнить следующие задачи:

1. Проанализировать существующие методы капитального ремонта магистрального газопровода;
2. Выбрать наиболее оптимальный метод капитального ремонта;
3. Рассмотреть порядок производства ремонтных работ МГ методом замены трубы;
4. Произвести технологические расчеты газопровода на прочность и устойчивость;
5. Провести технико-экономический расчет;
6. Проанализировать мероприятия по защите окружающей среды и охране труда.

Объектом исследования является участок магистрального газопровода «Омск-Новосибирск-Кузбасс» 182-207 км.

Предметом исследования является капитальный ремонт участка магистрального газопровода методом замены трубы.

По результатам данной работы можно произвести оценку состояния МГ, произвести выбор наиболее оптимального метода его ремонта и требуемого для ремонта оборудования.

## **1 Обзор литературы**

Российская газовая промышленность является одним из важнейших компонентов топливно-энергетического комплекса. Экономические преимущества природного газа, в качестве топлива и химического сырья, в сочетании с его запасами создали прочную основу для быстрого развития газовой промышленности. Кроме того, успешное развитие отрасли зависит от решения проблем транспортировки газа на большие расстояния.

В настоящее время состояние магистральных газопроводов ухудшается с увеличением продолжительности их эксплуатации под влиянием процессов старения, коррозионных повреждений металла трубы. Постоянные воздействия внутреннего давления вызывают усталостные повреждения в зонах дефектов, которые были допущены при строительстве и монтаже газопровода, а также при изготовлении труб.

Трубопроводный транспорт является посредником между производителем и потребителем в нефтегазовой отрасли. Поэтому стабильность работы магистральных трубопроводов является одним из важнейших факторов успешной работы многих других отраслей промышленности.

Надежность и безопасность транспортировки газа – это приоритетная задача. Для выполнения этой задачи принимаются и успешно реализуются комплексные программы, которые направлены на техническое усовершенствование и капитальный ремонт магистральных газопроводов и других объектов газотранспортной системы России. Ежегодно для поддержания эксплуатационной надежности и безопасности газопроводов проводятся ремонтные работы на нескольких тысячах километров линейной части магистральных газопроводов.

Следовательно, актуальна необходимость изучения вопросов капитального ремонта в целях повышения безопасности эксплуатации магистральных газопроводов.

Капитальный ремонт магистральных газопроводов строго регламентирован такими документами, как:

- СТО Газпром 2-2.3-231-2008 «Правила производства работ при капитальном ремонте линейной части магистральных газопроводов ОАО «Газпром» [2];
- ВСН 39- 1.10-006-2000 «Правила производства работ по выборочному капитальному ремонту магистральных газопроводов в различных природно-климатических условиях» [3];
- ВСН 39-1.10-001-99 «Инструкция по ремонту дефектных труб магистральных газопроводов полимерными композиционными материалами» [4];
- СТО Газпром 2-3.5-454-2010. Правила эксплуатации магистральных газопроводов [5];
- И другими.

Также тематике повышения надежности и безопасности магистральных газопроводов посвящено множество научных работ.

В своей работе «Разработка методов усовершенствования поточного производства капитального ремонта магистральных газопроводов» Крылов П.В. [6] фокусирует внимание на том, что с каждым годом объем ремонтных работ увеличивается и, следовательно, необходимо увеличить скорость проведения ремонта, чтобы получить экономическую прибыль. Автор также провел исследование и разработал методику проведения непрерывного ремонта магистральных газопроводов.

В работе «Методы ремонта газопроводов с применением труб, бывших в эксплуатации» Малков А.Г. обращает внимание на вторичное использование труб с целью снижения стоимости проведения ремонта магистрального газопровода [7].

Повышение производительности капитального ремонта - цель автора работы «Разработка и внедрение технологии ремонта магистральных газопроводов больших диаметров с подъемом в траншее» Усанова Р.Р. [8]. В ней автор доказывает возможность использования этого метода в условиях отрицательных температур.

В работе «Разработка технологических решений для капитального ремонта магистральных газопроводов» Салюков В.В. обосновывает комплексный подход, который применяется для решения задач при капитальном ремонте участков линейной части магистральных газопроводов в сложных инженерных и геологических условиях. Автор разрабатывает концепцию подготовки и принятия решений о капитальном ремонте в сложных инженерных и геологических условиях [9].

Отсюда можно сделать вывод о том, что данная тема повышения надежности при эксплуатации магистральных газопроводов является актуальной, и многие ученые посвящают свои научные работы данной тематике.

## **2 Характеристика объекта строительства**

### **2.1 Характеристика района производства работ**

#### **2.1.1 Географическая характеристика**

В административном отношении участок, на котором производятся работы, располагается в Новосибирской области, Чановском и Татарском районах. Начало данного участка находится недалеко от населенного пункта Киевка, середина вблизи населенного пункта Богдановка, конец трассы трубопровода находится в 18 км от р.п. Чаны. Под складирование демонтированных труб используется площадка, которая находится в северо-восточной части города Барабинск Новосибирской области.

Новосибирская область находится в центре России, на юго-востоке Западно-Сибирской равнины, Татарский и Чановский районы находятся на западе Новосибирской области. Чановский и Татарский районы граничат с другими районами Новосибирской области: Куйбышевским, Купинским, Усть-Тарским, Венгеровским, Чистоозерским, а также с Омской областью. Площадь Татарского района составляет 487 тыс. га, площадь Чановского района составляет 551,5 тыс. га, 65% площади данных районов составляют земли сельскохозяйственного назначения. В лесах Новосибирской области самое распространенное дерево – береза, реже встречаются сосна и осина.

На участке проведения капитального ремонта равнинный рельеф, при этом присутствует небольшой перепад абсолютных отметок от 106 до 109 м.

#### **2.1.2 Климатическая характеристика**

Климат исследуемого района континентальный, характеризуется суровой продолжительной зимой с сильными ветрами, метелями, устойчивым снежным покровом и довольно жарким летом, в любой сезон года возможны резкие изменения погоды, переход от тепла к холоду.

Климатические параметры холодного периода:

- Температура воздуха наиболее холодных суток: минус 43°C;
- Температура воздуха наиболее холодной пятидневки: минус 40°C;
- Абсолютно минимальная температура воздуха: минус 48°C;

- Средняя суточная амплитуда температуры воздуха наиболее холодного месяца: минус 48°C;
- Средняя месячная относительная влажность воздуха наиболее холодного месяца: 83%;
- Средняя месячная относительная влажность воздуха в 15 ч. Наиболее холодного месяца: 82%;
- Количество осадков за ноябрь-март: 84 мм;
- Преобладающее направление ветра за декабрь - февраль – юго-западное;
- Максимальная из средних скоростей из ветра по румбам за январь – 4,8 м/с.

Климатические параметры теплого периода:

- Барометрическое давление: 995 гПа;
- Средняя максимальная температура воздуха наиболее теплого месяца: 24,8°C;
- Абсолютная максимальная температура воздуха: 40°C;
- Средняя месячная относительная влажность воздуха наиболее теплого месяца: 71%;
- Средняя месячная относительная влажность воздуха в 15 ч. наиболее теплого месяца: 53%;
- Количество осадков за апрель – октябрь: 286 мм;
- Суточный максимум осадков: 83 мм;
- Преобладающее направление ветра за июнь- август – северо-западное;
- Минимальная из средних скоростей ветра по румбам за июль: 3,9 м/с.

В таблице 2.1 приведена средняя месячная и средняя годовая температура воздуха в районе проведения работ.

Таблица 2.1 – Средняя месячная и годовая температура воздуха в районе проведения работ, °С

I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII	Год
-19,6	-18,0	-11,1	1,2	10,7	16,0	18,7	15,6	10,1	1,4	-8,8	-16,4	0,0

Район изысканий по климатическому районированию для строительства относится к группе I B, зона влажности – сухая.

### 2.1.3 Инженерно-геологическая характеристика

Территория района, в котором проводится капитальный ремонт, в геологическом отношении сложена озерно-аллювиальными отложениями верхнечетвертичного возраста. Эти отложения до глубины 6,0 м представлены супесями различной консистенции, глинами и суглинками.

Грунты, которые находятся в зоне аэрации, местами ожелезненные, имеют бурый и серо-бурый цвет, имеются включения карбонатов. Всего в разрезе в соответствии с [10] и [11] выделено 8 инженерно-геологических элементов (ИГЭ) и 1 слой, описание которых приводится ниже.

Слой 1 Почвенно-растительный слой, мощность 0,5 – 0,4 м. Развит повсеместно.

ИГЭ 2 – Глина полутвёрдая, прослоями твёрдая, бурая и серовато-бурая. Залегает под почвенно-растительным слоем небольшими участками в начале и в середине трассы. Мощность отложений 0,6 – 3,3 м.

ИГЭ 2а – Глина тугопластичная, бурая и серовато-бурая. Залегает под почвенно-растительным слоем и под ИГЭ 2 на всем протяжении трассы. Мощность отложений 0,7 – 3,1 м.

ИГЭ 3 – Суглинок тяжёлый, полутвёрдый, прослоями твёрдый, желтовато-бурый. Мощность отложений составляет 1,2 – 2,4 м. Залегает под почвенным слоем, преимущественно во второй половине трассы.



ИГЭ 3а – Суглинок тугопластичный, желтовато-бурый. Имеет широкое распространение на всем протяжении трассы, залегает под почвенным слоем. Мощность отложений составляет 1,0 – 3,6 м.

ИГЭ 3б – Суглинок тяжёлый, мягкопластичный, желтовато-бурый, с прослоями лёгкого и супеси, местами обохренный. Залегает под ИГЭ 2а,3а. Мощность отложений составляет 0,4 – 2,9 м.

ИГЭ 3в – Суглинок лёгкий, текучепластичный, прослоями текучий, бурый и серовато- бурый, с прослоями супеси. Залегает в основном в низах разреза. Максимально вскрытая мощность отложений составляет 3,7 м.

ИГЭ 4а – Супесь пластичная, серовато-бурая. Залегает в нижней части разреза. Мощность отложений 0,6 м, Максимально вскрытая мощность 2,9 м.

ИГЭ 4б – Супесь текучая, серовато-бурая. Залегает в нижней части разреза. Максимально вскрытая мощность 3,2м.

По трудоемкости разработки для ручного и механизированного способа ведения земляных работ слои классифицируется по [12]. Категория сложности инженерно-геологических условий – II категории сложности (средней сложности) согласно [13] приложение Б.

#### **2.1.4 Гидрогеологическая характеристика**

На период проведения изысканий в пределах изучаемой площади подземные воды до глубины 6,0 м распространены повсеместно в озёрно-аллювиальных отложениях (ИГЭ 3а,3б,4а,4б) и представляют собой грунтовые воды первого от поверхности водоносного горизонта. Воды безнапорные с глубиной залегания уровня 1,9 - 4,6 м от поверхности земли, с абсолютными отметками уровней 103,61 - 106,65 м.

Источником питания грунтовых вод являются атмосферные осадки и воды поверхностного стока, скапливающиеся в замкнутых понижениях в периоды обильного выпадения осадков и весеннего снеготаяния.

В период максимального стояния уровня грунтовых вод (май-июнь) возможен подъём уровня на 1,5 м выше зафиксированного при изысканиях.

По степени минерализации грунтовые воды умеренно солоноватые (величина сухого остатка 4,116 – 5,775 г/дм<sup>3</sup>). По химическому составу воды хлоридные смешанные по катионам. По содержанию хлоридов грунтовые воды обладают средней агрессивностью к арматуре железобетонных конструкций при периодическом смачивании и неагрессивные при постоянном погружении.

### **2.1.5 Гидрологическая характеристика**

Основная река — Обь пересекает восточную часть области, большинство рек принадлежит бассейну р.Обь, многие впадают в бессточные озера.

В 1956 г недалеко от Новосибирска река Обь была перекрыта плотиной гидроэлектростанции в результате чего образовалось искусственное водохранилище – «Обское море».

В Новосибирской области расположено около 3000 озер, в основном пресных и только немногие, расположенные в наиболее засушливой юго-западной части области, солоноватые и соленые. На территории Чановского района расположено одно из крупнейших в Сибири озеро Чаны.

Север и северо-запад Новосибирской области занимает южная часть крупнейшего в мире Васюганского болота. На участке изысканий водотоки отсутствуют.

## **2.2 Техническая характеристика газопровода**

### *Сведения о линейном объекте*

Наименование объекта: «Газопровода Омск-Новосибирск-Кузбасс участок 0 - 208 км».

Назначение проектируемого объекта: обеспечение объектов производственного назначения, общественных и жилых зданий и сооружений газом в Новосибирской области.

Местоположение начального и конечного пунктов линейного объекта: капитальный ремонт участка «Газопровода Омск-Новосибирск-Кузбасс участок 0 - 208 км» предусмотрен от кранового узла №182 до кранового узла

№207, включая крановые узлы, на которых предусматривается замена ограждения, автоматизации, телемеханики и площадок с прилегающей территорией.

Газопровод «Газопровод Омск-Новосибирск-Кузбасс» на участке капитального ремонта характеризуется следующими техническими показателями, представленными в таблице 2.2.

Таблица 2.2 – Основные технические показатели трубопровода

№ п/п	Наименование показателя	Ед. изм.	Показатель
1	Диаметр газопровода	мм	1220
2	Толщина стенки трубы	мм	12,0; 14,0
3	Производительность	тыс. м <sup>3</sup> /час	9,5
4	Рабочее (максимальное) давление	МПа	5,4
5	Длина ремонтируемого участка газопровода: 1 этап: 2 этап:	м	12400,0 13714,3
6	Категория газопровода		III
7	Класс газопровода		I
8	Минимальное заглубление от верхней образующей	м	1,0
9	Изоляционное покрытие		Зав. трехслойное полиэтиленовое

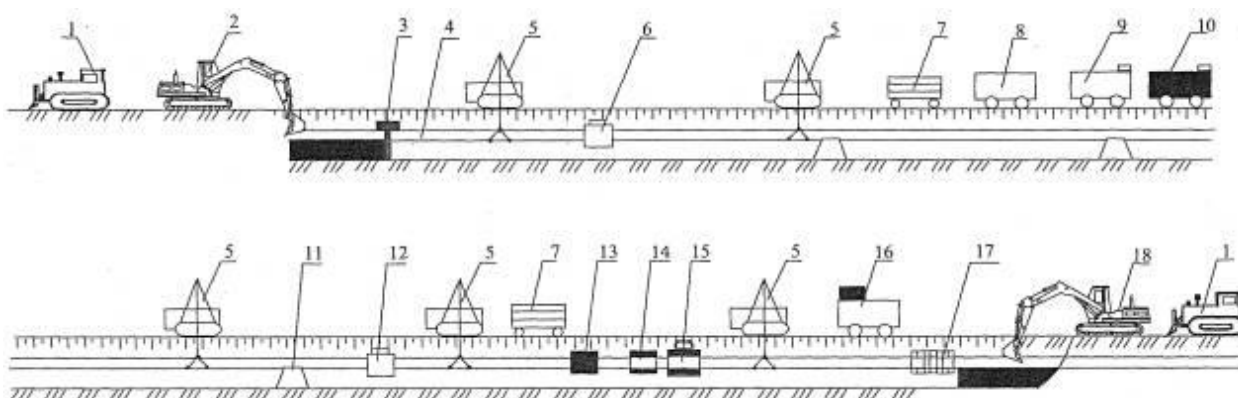
### 3 Описание основных видов работ при капитальном ремонте участка газопровода «Омск – Новосибирск – Кузбасс»

#### 3.1 Обоснование выбора метода капитального ремонта участка магистрального газопровода

##### 3.1.1 Основные методы ремонта магистральных газопроводов

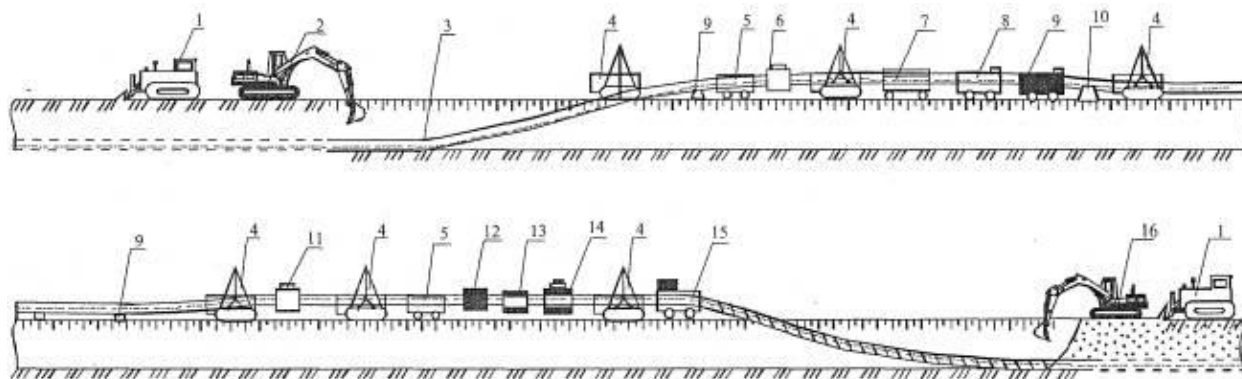
Капитальный ремонт ЛЧМГ производится следующими методами, в соответствии с [2]:

I метод - ремонт газопровода методом сплошной переизоляции. Может осуществляться в траншее (рисунок 1) или с подъемом на берму траншеи (рисунок 2).



1 - бульдозер; 2 - вскрышной экскаватор; 3 - подкапывающая машина; 4 - трубопровод; 5 - трубоукладчик; 6 - машина предварительной очистки; 7 - электростанция; 8 - пост отбраковки труб; 9 - сварочный пост; 10 - лаборатория контроля качества сварных соединений; 11 - инвентарные опоры; 12 - машина окончательной очистки; 13 - оборудование подогрева трубопровода; 14 - грунтовочная машина; 15 - изоляционная машина; 16 - лаборатория контроля качества изоляционного покрытия; 17 - машина для подсыпки и подбивки грунта под трубопровод; 18 - экскаватор засыпки

Рисунок 1 – Принципиальная технологическая схема капитального ремонта газопровода в траншее



1 - бульдозер; 2- вскрышной экскаватор; 3 - трубопровод; 4 - трубоукладчик; 5- электростанция; 6 - машина предварительной очистки; 7 – пост отбраковки труб; 8 - сварочный пост; 9 - лаборатория контроля качества сварных соединений; 10 - инвентарные опоры; 11 – машина окончательной очистки; 12 - оборудование подогрева трубопровода; 13- грунтовоочная машина; 14 - изоляционная машина; 15 – лаборатория контроля качества изоляционного покрытия; 16 - экскаватор засыпки

Рисунок 2 – Принципиальная технологическая схема капитального ремонта газопровода на берме траншеи

II метод - замена участка газопровода на участок из новых труб с демонтажем старого, технология производства работ по II методу аналогична технологии строительства нового газопровода.

Работы при параллельной прокладке участка осуществляются в два этапа:

- на первом этапе прокладывается новый участок газопровода параллельно действующему;
- на втором этапе новый участок подключается к действующему газопроводу.

Заменяемый участок газопровода подлежит демонтажу, включая очистку, отбраковку разрезку и складирование.

III метод - выборочный ремонт локальных участков газопровода по данным диагностики. Ремонт газопровода по III методу выполняется в соответствии с [48].

### 3.1.2 Обоснование выбора метода капитального ремонта

Преимущества и недостатки методов капитального ремонта магистрального газопровода представлены в таблице 3.1

Таблица 3.1 – Преимущества и недостатки методов капитального ремонта

Метод	Название	Преимущества и недостатки
I метод	Ремонт газопровода методом сплошной переизоляции	Преимущества: <ul style="list-style-type: none"><li>- метод используется для переизоляции участка газопровода;</li><li>- метод позволяет устранить выявленные дефекты;</li><li>- менее затратный метод, чем второй.</li></ul> Недостатки: <ul style="list-style-type: none"><li>- вывод участка магистрального газопровода в ремонт на длительный период;</li><li>- при выполнении работ на берме траншеи происходит ослабление сварных швов, поломка труб.</li></ul>
II метод	Замена участка газопровода на участок из новых труб с демонтажем старого	Преимущества: <ul style="list-style-type: none"><li>- наиболее эффективный метод с точки зрения повышения надежности и долговечности участка газопровода;</li></ul> Недостатки: <ul style="list-style-type: none"><li>- наиболее экономически затратный метод с точки зрения производства работ.</li></ul>
III метод	Выборочный ремонт газопровода	Преимущества: <ul style="list-style-type: none"><li>- экономически менее затратный метод;</li><li>- эффективен при ремонте локальных участков.</li></ul> Недостатки: <ul style="list-style-type: none"><li>- устранение наиболее опасных дефектов, но при этом менее опасные остаются без внимания.</li></ul>

По таблице 3.1 был сделан вывод о том, что наиболее эффективным методом капитального ремонта с точки зрения повышения надежности и долговечности участка газопровода является второй метод замены участка газопровода на участок из новых труб с демонтажем старого, однако полная замена участка длиной 25 км является очень затратной, поэтому был сделан вывод о том, что основной ремонт будет проведен III методом, однако на

некоторых участках, где износ трубопровода был наиболее сильным, будет проведен ремонт II методом – полной замены трубы.

### **3.2 Основные этапы проведения и последовательность капитального ремонта**

Выполнение капитального ремонта предусматривается в два этапа. Первый этап участок 182 - 194,5 км (ПК0 – ПК124 проектного пикетажа), второй этап участок 194,5 – 207 км (ПК124 – ПК261+14,3 проектного пикетажа).

На участке проведения капитального ремонта предусмотрен демонтаж газопровода:

- 1 этап протяженностью 12396,4 м;
- 2 этап протяженностью 13714,3 м.

#### *Последовательность капитального ремонта*

При проведении капитального ремонта выборочным методом последовательность работ происходит в следующем технологическом порядке, в соответствии с [48].

Проектной документацией предусмотрено работы по капитальному ремонту участка газопровода захватками протяженностью по 400 м в следующем технологическом порядке:

1. Подготовительные работы, включая очистку трассы от поросли;
2. Устройство площадки складирование демонтированных труб;
3. Снятие плодородного слоя почвы, перемещение его во временный отвал и планировка трассы в зоне действия ремонтно-строительной колонны;
4. Организация временной площадки для складирования материалов, обеспечение связи, завоз материалов и конструкций;
5. Вскрытие существующего газопровода последовательными захватками протяженностью по 400 м;
6. Демонтаж и вывоз балластирующих устройств;
7. Демонтаж существующего газопровода;
8. Демонтаж кранового узла №194;

9. Демонтаж и бетонирование кожуха под автодорогой;
10. Очистка от изоляции и резка демонтированных труб;
11. Вывоз демонтированных труб и снятой изоляции;
12. Сварка трубопровода в плеть с учетом нормативных требований по сварке, изоляция стыков, контроль изоляции;
13. Строительство перехода под автодорогой методом продавливания;
14. Доработка дна траншеи до проектных отметок;
15. Укладка трубопровода;
16. Завоз и монтаж балластирующих устройств;
17. Монтаж и подключение газопровода к системе ЭХЗ;
18. Ремонт крановых узлов №182 и №207;
19. Ликвидации технологических разрывов;
20. Засыпка траншеи;
21. Работы ведутся последовательными захватками протяженностью по 400 м, повторение основных п. 5, 6, 7, 10, 11, 12, 14, 15, 16, 17 и 20.
22. Очистка и проведение пневмоиспытания газопровода и проверка на герметичность;
23. Проведение технической и биологической рекультивации полосы отвода;
24. Установка километрового знака и знаков закрепления трассы.

### **3.3 Подготовительные работы**

До начала производства основных работ необходимо:

- оформить разрешительную документацию на производство ремонтно-строительных работ;
- организовать систему связи;
- определить положение оси трассы;
- обозначить пересекаемые коммуникации;
- доставить технические средства, оборудование и строительные материалы;
- обустроить съезды с существующих дорог (по возможности использовать существующие съезды);



- организовать устройство проездов через действующие подземные коммуникации;
- отключить станции катодной и дренажной защиты (при демонтаже);
- выполнить планировку трассы;

По оси проектируемого трубопровода устанавливаются вешки через каждые 50 м, а на сильно пересеченном микрорельефе - через каждые 25 м. С таким же интервалом отмечаются вешками оси параллельно идущих коммуникаций в зоне выполнения строительных работ. На углах поворота, в местах пересечений и на границах разработки грунта вручную знаки устанавливаются с интервалом 5 м.

Очистку от лесорастительности рекомендуется производить на всю ширину отвода строительной полосы механизированной колонной. Пни вывозятся на санкционированные свалки (по согласованию СЭС). Круглый лес и лесопорубочные остатки складировются на лесном участке за пределами охранной зоны газопровода с учетом выполнения требований правил пожарной безопасности в лесах для дальнейшей реализации Росимуществом через торги.

Работы по валке деревьев вблизи линий электропередач следует производить под руководством назначенного ответственного, уполномоченного приказом по организации, по специальному наряду-допуску.

Хранение мусора ТБО должно осуществляться в специальных металлических водонепроницаемых контейнерах с плотно закрытыми крышками, установленных на специально оборудованных площадках с твердым покрытием, желательного огороженных с 3-х сторон сплошным ограждением, обеспеченным удобными подъездными путями.

После расчистки строительной полосы от леса и пней для обеспечения беспрепятственного передвижения и работы строительной техники необходимо выполнять планировку трассы (выравнивание микрорельефа, поперечных и продольных уклонов, подсыпку низинных мест и т.д.).

Ширина полосы планировки принята равной ширине строительной полосы. Планировку микрорельефа осуществляют бульдозерами, продольными проходами вдоль трассы, перекрывая их поперечными или косыми проходами. Грунт, срезанный с местных возвышений, перемещают в пониженные места.

Перед началом работ, а также на протяжении всего капитального ремонта, должна проводиться проверка строительной полосы на загазованность. Согласно [5] работы выполняются при загазованности в трубе и котловане не более 20% от НКПВ.

### **3.3.1 Организация системы связи**

Организация связи с местом производства работ выполняется Подрядчиком. Схема организации связи разрабатывается Подрядчиком в ППР. Информация о ходе работ передается Подрядчиком ежедневно не реже трёх раз в сутки диспетчеру Барабинского ЛПУМГ.

### **3.3.2 Организация транспорта труб, погрузочно-разгрузочных и складских работ**

Поступающие на ж/д станцию г. Новосибирск трубы разгружать автомобильным краном непосредственно на трубовозы, коники которых оборудовать деревянными подкладками. По существующим автодорогам трубовозами доставить трубы на место производства работ.

При производстве погрузо-разгрузочных и транспортных работ труб с заводской изоляцией соблюдать ряд дополнительных требований, обеспечивающих сохранность заводской изоляции (избегать соударения труб, волочения по земле, а также по нижележащим трубам). Погрузку и разгрузку труб с заводской изоляцией, на строительной площадке, осуществлять трубоукладчиками, оснащенными траверсами с торцевыми захватами или мягкими монтажными полотенцами, а также стреловым краном, оснащенным торцевым захватом ЗТ.

Торцы труб (секций труб) закрыть инвентарными заглушками для предотвращения попадания грязи (снега) в полости труб и секций. При

перевозке изолированных труб плетевозом следует крепить их стопорными тросами с обеих сторон во избежание продольных перемещений. Трубы на кониках закреплять увязочными поясами, снабженными прокладочными ковриками.

Погрузо-разгрузочные, транспортные и складские работы выполнять согласно [15].

### **3.3.3 Обустройство площадки для складирования труб**

Устройство площадки складирования демонтированных труб в Барабинском районе у БК ГРС-10 г. Куйбышев.

На площадке для складирования труб и оборудования, демонтированных в процессе капитального ремонта, предусмотрено размещение площадок со стеллажами для укладки труб и площадок для хранения арматуры. Подъезд к стеллажам осуществляется по проездам с щебеночным покрытием.

По периметру площадки устраивается ограждающая канава,  $h=1,0$  м и шириной по дну 1,50 м. Грунт от рытья канавы складировать с внешней стороны канавы.

### **3.3.4 Выбор труб**

Выбор труб производился с учетом требований задания на проектирование, климатических характеристик района капитального ремонта, согласно [16] и [17].

В соответствии с этим для капитального ремонта линейной части газопровода приняты следующие трубы:

- стальные электросварные прямошовные экспандированные трубы диаметром 1220 мм, стенка 12,0 и 14,0 мм, из стали марки 13Г1СУ, класса прочности К55 изготовленной по ТУ 14- 158-153-05 с наружным заводским антикоррозионным трехслойным полиэтиленовым покрытием нормального исполнения с толщиной не менее 3,0 мм по ТУ 1390-014-00186654-2010 производства ОАО «ЧТПЗ» г. Челябинск.

Расчет толщины стенки газопровода на прочность и общую устойчивость в продольном направлении выполнен согласно [18]. При расчете трубопроводов учитывались нагрузки и воздействия, возникающие при его сооружении, испытании и эксплуатации. Расчет газопровода на прочность и устойчивость выполнен из условия фиксации трубопроводов (ликвидации технологических разрывов) при температуре наружного воздуха не ниже «минус» 30°С за рабочее давление принято максимально возможное давление в трубопроводе согласно данным Заказчика  $P=5,4$  МПа. Для определения нормативного температурного перепада за расчетную температуру принята максимальная температура перекачиваемого газа «плюс» 14°С. Данные, полученные при расчете трубопровода на прочность и устойчивость занесены в таблицу 3.2.

Таблица 3.2 – Расчет трубопроводов на прочность и устойчивость

Диаметр, мм	Рабочее давление $P$ , МПа	Максимальный температурный перепад, °С	Марка стали	Категория трубопровода по СНиП 2.05.06-85* [19]	Коэффициент надежности по материалу, $K_1$
1220	5,4	45	13Г1СУ	0,75	1,34
1220	5,4	45	13Г1СУ	0,9	1,34

Продолжение таблицы 3.2

Значение коэффициента надежности по материалу, $K_2$	Коэффициент надежности по назначению, $K_n$	Коэффициент надежности по нагрузке, $n$	Расчетная толщина стенки, мм	Принятая толщина стенки, мм	Максимальный радиус упругого изгиба $R$ , м
1,15	1,05	1,10	12,7	14,0	2000
1,15	1,05	1,10	10,9	12,0	1500

В таблице 3.3 приведены технические характеристики труб.

Таблица 3.3 – Технические характеристики труб

Диаметр, толщина стенки, мм	Документ	Конструкция трубы	Марка стали или класс прочности	$G_{врем.}$ , МПа	$G_{тек.}$ , МПа
1220x12 1220x14	ТУ 14-158-153-05	сварная	13Г1СУ (К55)	540	380

Продолжение таблицы 3.3

Ударная вязкость основного металла КСУ при $t$ «минус» 60°С, Дж/см <sup>2</sup>	Ударная вязкость сварного соединения КСУ при $t$ «минус» 60°С, Дж/см <sup>2</sup>	Ударная вязкость основного металла КСV при $t$ «минус» 15°С, Дж/см <sup>2</sup>	DWTT при $t$ «минус» 15°С, Дж/см <sup>2</sup>
39,2	29,4	39,2	60

### **3.3.5 Устройство переездов через действующие коммуникации**

Устройство переездов выполняется в присутствии представителей организаций, эксплуатирующих данные коммуникации. Переезды через действующие коммуникации конструктивно выполнены с использованием железобетонных дорожных плит по отсыпанному основанию.

Минимальное расстояние от верха покрытия переезда до верхней образующей трубопровода должно быть не менее 1,4 м, до кабеля - 1,0 м. При недостаточном заглублении выполнить подсыпку грунта над коммуникацией в месте переезда. Укладку плит производить на спланированную поверхность при помощи автокрана.

### **3.4 Земляные работы при капитальном ремонте трубопровода**

Производство земляных работ должно выполняться в соответствии с требованиями [2]. Земляные работы по раскопке демонтируемого участка газопровода проводить по наряду-допуску, оформленному в соответствии с требованиями Типовой инструкции по организации безопасного проведения газоопасных работ.

Земляные работы выполнять механизированным способом, параметры траншеи (откосы и ширина траншеи по дну) приняты согласно требованиям [20] и [21], а также с учетом технических характеристик применяемой строительной техники.

Проектной документацией предусмотрен капитальный ремонт участка с полной заменой труб. Укладка газопровода осуществляется в существующую траншею после демонтажа заменяемого участка.

Земляные работы при капитальном ремонте газопровода выполняются в следующей последовательности захватками протяженностью по 400 м:

- снятие плодородного слоя грунта с перемещением его бульдозером во временный отвал;
- разработка траншеи для демонтажа трубопровода;
- доработка траншеи до проектных отметок (при необходимости);
- засыпка уложенного трубопровода;

- возвращение плодородного слоя;
- биологическая рекультивация.

Проектной документацией предусмотрено снятие плодородного слоя почвы средней мощностью 0,45 м на сухих участках на ширину раскрытия траншеи плюс 0,5 м в каждую сторону, а также под участок складирования минерального грунта.

Разработка траншеи предусматривается одноковшовым экскаватором с емкостью ковша 1,25 м<sup>3</sup>. Во избежание обвала вынутаго грунта в траншею и обвала стенок траншеи, крутизну откосов траншеи без крепления принимать согласно [21]. При глубине траншеи до 3 м допустимая крутизна откосов траншеи:

- |   |         |
|---|---------|
| • насыпной грунт естественной влажности       | 1:1,0;  |
| • песчаный гравийный влажный, но ненасыщенный | 1:1,0;  |
| • супесь                                      | 1:0,67; |
| • суглинок                                    | 1:0,50; |
| • глина                                       | 1:0,25; |
| • лессовидный сухой                           | 1:0,50. |

Отвал грунта располагать не ближе 0,5 м от края траншеи.

При пересечении трассой газопровода действующих подземных коммуникаций разработка грунта механизированным способом производится на расстоянии не ближе 2 м от боковой стенки и не менее 1 м над верхом коммуникаций (трубы, кабели и др.). Оставшийся грунт дорабатывается вручную с принятием мер, исключающих возможность повреждения этих коммуникаций.

Засыпка траншеи выполняется после укладки участка газопровода. При засыпке газопровода необходимо обеспечить сохранность труб и изоляционного покрытия устройством подсыпки из мягкого грунта, а также плотное прилегание газопровода ко дну траншеи. На пересечениях с коммуникациями выполняется подбивка грунта под трубой вручную.

Засыпку трубопровода бульдозерами следует выполнять косыми проходами с целью исключения падения комьев грунта непосредственно на трубопровод. При наличии горизонтальных кривых на трубопроводах вначале засыпается криволинейный участок, а затем прилегающая часть. Причем, засыпку криволинейного участка начинают с его середины, двигаясь поочередно к его концам. Засыпку уложенного в траншею трубопровода экскаватором осуществляют в тех случаях, когда работа бульдозера невозможна (болота, реки, ручьи, стесненные условия).

После естественного или искусственного уплотнения грунта выполняется техническая рекультивация, которая заключается в возвращении плодородного слоя почвы на нарушенную площадь. После завершения технической рекультивации выполняется биологическая рекультивация – внесение минеральных удобрений и посев многолетних трав.

### **3.5 Демонтаж старого трубопровода**

#### **3.5.1 Перечень сооружений линейного объекта подлежащих демонтажу**

При выполнении капитального ремонта газопровода «Газопроводе Омск-Новосибирск» демонтаж следующих сооружений:

1 этап участок газопровода с ПК0+0,0 по ПК 124+0,0 протяженностью 12400 м на 181,8- 194,2 км:

- участок газопровода Ду 1200 мм 182-194,5 км протяженностью 12400 м, с последующей очисткой трубопровода от изоляции, резкой и транспортировкой труб на площадку хранения Барабинского ЛПУМГ;
- анкерных устройств ВАУ-1;
- кранового узла №194;
- контрольно-измерительных приборов;
- знаков закрепления.

2 этап участок газопровода с ПК124+0,0 по ПК261+14,2 протяженностью 13714,2 м на 194,2-207,7 км:



- участок газопровода Ду 1200 мм 194,5-207 км протяженностью 13714,3 м, с последующей очисткой трубопровода от изоляции, резкой и транспортировкой труб на площадку хранения Барабинского ЛПУМГ;
- анкерных устройств ВАУ-1;
- контрольно-измерительных приборов;
- знаков закрепления.

### **3.5.2 Перечень мероприятий по выведению из эксплуатации участка газопровода, подлежащего демонтажу**

Перед началом основных работ по демонтажу существующего участка газопровода выполняется ряд подготовительных работ:

а) организационная подготовка:

- отвод территории под площадку производства работ в натуре.

б) технологическая подготовка:

- подготовка парка строительных машин;
- комплектация сменным оборудованием, оснасткой, инвентарем;
- решение вопросов комплектации кадрами.

в) техническая подготовка:

- расчистка площадок производства работ и трассы;
- размещение временных зданий и сооружений;
- устройство временных проездов;
- завоз строительной техники.

Отключение демонтируемого участка газопровода и выполнение необходимых мероприятий по безопасности производится газотранспортной организацией, эксплуатирующей данный участок (Барабинское ЛПУ МГ).

При выводе существующего участка газопровода из эксплуатации газотранспортной организации необходимо:

- указать на местности местоположение демонтируемого и прилегающих газопроводов;
- освободить демонтируемый участок от газа и конденсата. Объем газа, стравливаемого перед началом демонтажных работ, составит  $V=$

843327,65 м<sup>3</sup> на 1 этапе и  $V= 843327,65$  м<sup>3</sup> на втором. Суммарный объем стравливаемого газа за весь период производства капитального ремонта составит  $V=1686655,3$  м<sup>3</sup>;

- отключить станции катодной и дренажной защиты на участке газопровода, подлежащего демонтажу;
- передать по акту подрядной организации трассу демонтируемого газопровода;
- провести необходимый инструктаж по охране труда и технике безопасности.

Оформление документов на допуск к производству работ в охранной зоне газопровода и сторонних коммуникаций выполнять в соответствии с [22].

Все работы (подготовительные, основные, монтажные) выполнять при наличии наряда- допуска на производство работ под руководством лица ответственного за безопасное производство работ в охранной зоне, назначенного из числа ИТР подрядной организации.

### **3.5.3 Земляные работы при демонтаже существующего трубопровода**

Земляные работы выполнять механизированным способом, параметры траншеи (откосы и ширина траншеи по дну) приняты согласно требованиям [23], [24], а также с учетом технических характеристик применяемой строительной техники.

Земляные работы по раскопке демонтируемого участка газопровода проводить по наряду- допуску, оформленному в соответствии с требованиями Типовой инструкции по организации безопасного проведения газоопасных работ.

Земляные работы при демонтаже газопровода выполняются в следующей последовательности:

- снятие плодородного слоя грунта с перемещением его бульдозером во временный отвал;

- вскрытие демонтируемого газопровода экскаватором;
- демонтаж газопровода;
- засыпка разработанной траншеи;
- восстановление плодородного слоя грунта.

Вскрытие демонтируемого газопровода осуществлять с одной стороны от оси газопровода одноковшовым экскаватором с емкостью ковша 1,25 м<sup>3</sup> со складированием разработанного грунта во временный отвал.

Во избежание повреждения демонтируемого газопровода, расстояние между стенкой трубы и ковшом экскаватора должно быть не менее 0,2 м. Во избежание обвала вынутаго грунта в траншею и обвала стенок траншеи, крутизну откосов траншеи без крепления принимать согласно [21] и отвал грунта располагать не ближе 0,5 м от края траншеи. Вскрытие трубопровода в местах установки существующих КИП производить вручную.

#### **3.5.4 Подъёмно-очистные работы**

Линейный трубопровод следует вырезать по границам демонтажа газопровода «Газопровод Омск-Новосибирск-Кузбасс». В начале и конце участка трубопровода вырезать катушки, а концы заглушить металлическими заглушками. Предварительно демонтировать наземные и надземные сооружения (КИПы, километровые столбики, таблички, утяжелители и т.д.)

Подъем начального участка выполняется следующим образом. Трубоукладчики расставляются вдоль траншеи с соблюдением технологических параметров. Затем разрабатываются приямки ниже нижней образующей газопровода для монтажа троллейных подвесок. После монтажа троллейных подвесок начальный участок поднимается на высоту до 1 м для монтажа очистной машины. После монтажа очистной машины проводится подъем трубопровода всеми трубоукладчиками, смещая и укладывая трубопровод на берму траншеи (демонтажная зона) на расстояние не менее 1 м от края раскрытия траншеи. Колонна начинает двигаться, очищая участок трубопровода от изоляции за один проход очистной машины (очистку в зоне

препятствий следует производить вручную металлическими щетками и скребками).

Демонтируемую плеть трубопровода разрезать на секции длиной 10-11 метров. Резку следует выполнять после укладки трубопровода на инвентарные лежки. В качестве лежек могут применяться деревянные бруски, железнодорожные шпалы, оборудованные упорами, обеспечивающими неподвижность отдельных секций труб после резки трубопровода. Места резки должны быть предварительно очищены от загрязнений. В местах резки трубопровода под трубу устанавливаются металлические поддоны, на концы демонтированных труб перед транспортировкой установить инвентарные заглушки.

На пересечении с автомобильной дорогой участок газопровода, проходящий в кожухе, демонтируется путем вытаскивания его из кожуха тягачом (бульдозером). После этого кожух обрезается на расстоянии 3м от подошвы насыпи в обе стороны, а по его торцам устанавливаются заглушки и производится заполнение трубы бетоном через отверстие, вырезанное в кожухе. Демонтированные трубопроводы и прочие демонтированные конструкции вывезти на площадку хранения труб б/у.

### **3.6 Сварочные работы**

Сварочные работы выполнять согласно, [25], [20].

После приемки труб в заводской изоляции, разбраковки их, производится погрузка их на плетевоз, доставка на место производства работ и раскладка трубоукладчиками на берме подготовленной траншеи, где выполняется сборка и сварка труб в сплошную нитку с использованием центраторов последовательно с захватками по 400 м.

Сварку неповоротных стыков труб производить на трассе (в полевых условиях) ручной электродуговой сваркой в соответствии с аттестованной технологией сварки аттестованными сварщиками.

При выполнении работ обязательно проведение следующих мероприятий:

- назначение лиц, ответственных за подготовку трубопровода к проведению сварочных работ (от Заказчика);
- назначение лиц, ответственных за подготовку и проведение сварочных работ (от Подрядчика);
- оформление наряда-допуска на ведение огневых работ;
- определение перечня противопожарных мероприятий;
- подготовка сварочных материалов, оборудования и инструментов;
- проверка состояния воздушной среды на месте проведения сварочных работ;
- подготовка поверхности свариваемых деталей;
- сварочные работы;
- контроль качества сварки.

При сварке газопроводов применяют следующие методы неразрушающего контроля качества сварных соединений:

- визуальный и измерительный;
- радиационный (радиографический);
- ультразвуковой.

Сварные соединения газопроводов, признанные годными по результатам визуального и измерительного контроля, подлежат неразрушающему контролю физическими методами. Основным физическим методом контроля качества сварных соединений является радиографический контроль. В качестве дополнительного или дублирующего физического метода контроля качества сварных соединений применяют ультразвуковой контроль.

Сварные соединения считаются годными, если в них отсутствуют дефекты, размеры которых превышают допустимые нормы. Контроль радиографическим и ультразвуковым методом выполняется в соответствии с требованиями [25].

Все операции на каждой стадии строительства газопровода должны проводиться под контролем (с обязательным присутствием) представителя технадзора.

### **3.7 Организация перехода через автомобильную дорогу**

Проектируемый газопровод пересекает автомобильную дорогу «Татарск-Красноярк» IV категории и полевые дороги.

Прокладка газопровода при переходе автомобильной дороги IV категории выполнена в соответствии с [19].

В месте перехода автодороги газопровод проходит параллельно существующему газопроводу с левой стороны по ходу газа на расстоянии 2,5 м в соответствии с «Унифицированными проектными решениями по капитальному ремонту линейной части магистральных газопроводов. Нормальные условия»

Устройство газопровода выполнено в защитном кожухе. Кожух прокладывается комбинированным способом посредством закрытой прокладки под дорогой и наращиванием кожуха в траншее открытым способом. Для кожухов применяются трубы диаметром  $D=1420$  мм из стали марки СтЗсп, защита кожуха от почвенной коррозии предусматривает применение наружного антикоррозионного трехслойного полиэтиленового покрытия специального исполнения по ТУ 1390-014-00186654-2010 с толщиной не менее 3,5 мм, изоляция сварных стыков кожуха выполнена манжетой «ТЕРМА-СТАР» диаметром  $D=1420$  мм по ТУ 2245-048-82119587-2014.

Протаскивание газопровода в защитный кожух осуществляется с закрепленными опорно-центрирующими спейсерами из полиамида (кольцами предохранительными, диэлектрическими) по ТУ 2291-034-00203803-2011 производства ООО «Рэмнефтегаз». Они обеспечивают проектное положение трубы относительно защитного кожуха и электрическую изоляцию трубы от кожуха. Применение футеровочных

сегментов значительно сокращает трудоемкость работ и обеспечивает длительный срок службы.

Для герметизация межтрубного пространства кожуха проектной документацией предусмотрены манжеты по ТУ 2549-432-54892207-2011 производства ООО «Рэмнефтегаз». Для исключения давления грунта на резиновые манжеты при засыпке и эксплуатации трубопровода предусматривается защита укрытием из стеклопластика по ТУ 5959-003-53597015-2012 производства ООО «Переход» г.Волгоград.

В соответствии с требованием [26], после установки концевых манжет должна проверяться герметичность межтрубного пространства сжатым воздухом давлением 0,01 МПа в течение 6 часов. При этом потеря давления в результате изменения температуры воздуха не должна превышать 1 %.

Концы кожуха выводятся на расстояние не менее 25 м от бровки земляного полотна, на одном из концов кожуха установлена вытяжная свеча на расстоянии не менее 25 м от подошвы насыпи. Диаметр защитного кожуха принимается не менее чем на 200 мм больше диаметра проектируемого трубопровода. Высота вытяжной свечи не менее 5 м.

Конструкцию кожуха защитного и свечи вытяжной см. рисунок 3 и 4.

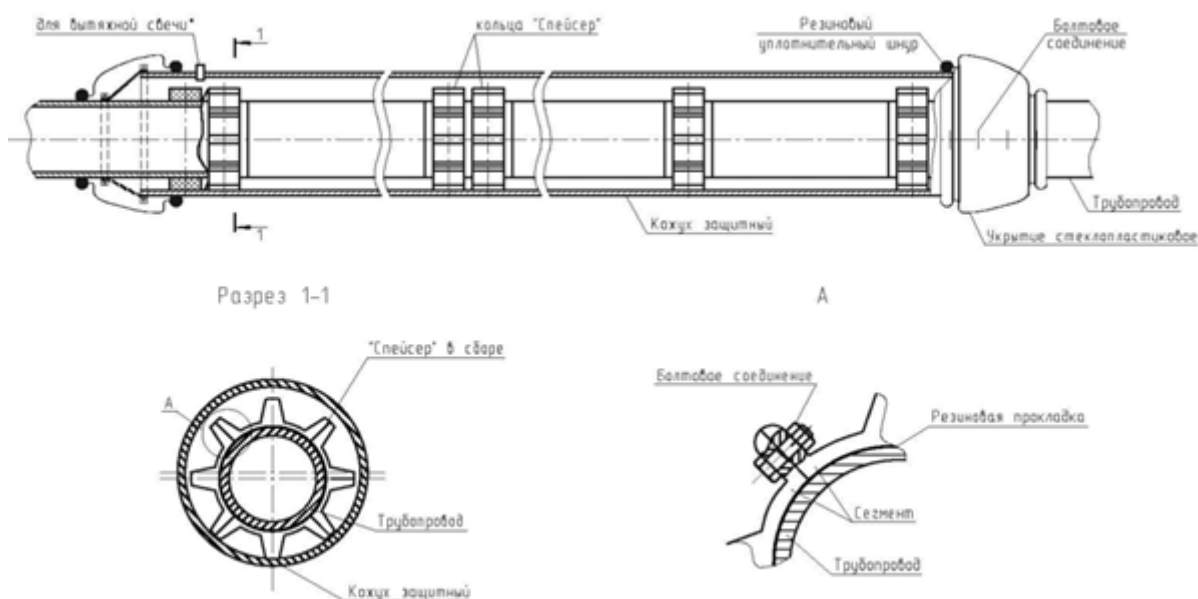


Рисунок 3 – Кожух защитный для трубопроводов

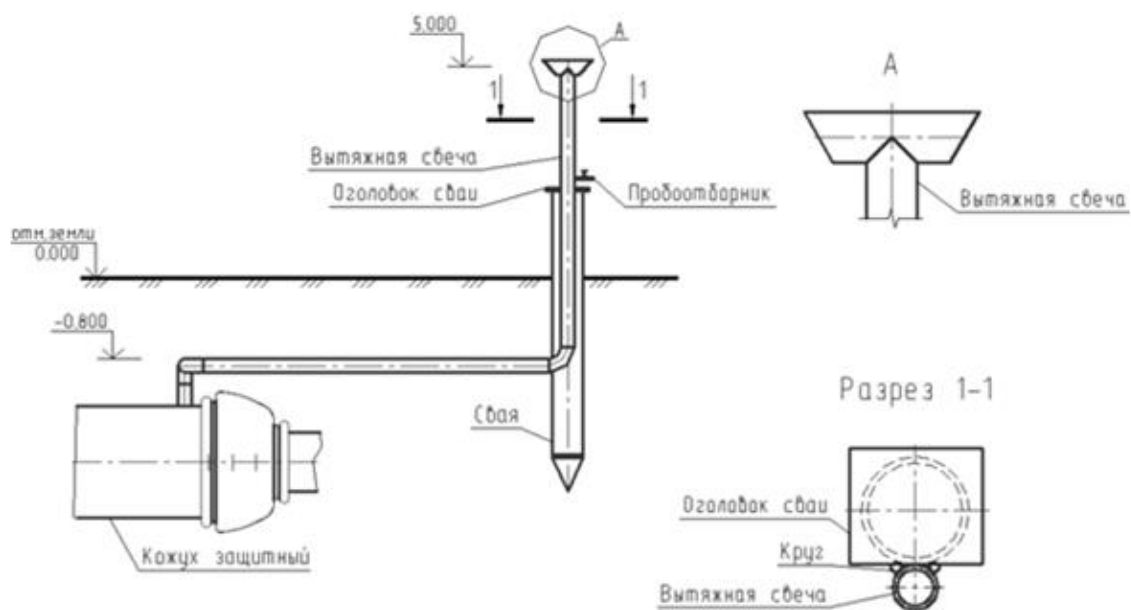


Рисунок 4 - Свеча вытяжная

Заглубление газопровода под полевыми дорогами принимается в соответствии с требованием [24] от верха покрытия дороги до верхней образующей трубы или верха балластирующего устройства не менее 1,4 м, но не менее 0,4 м от дна кювета.

### 3.8 Изоляционно-укладочные работы

Работы по изоляции и укладке газопровода должны выполняться с соблюдением требований [2] последовательно захватками по 400 м.

Изоляция зон сварных стыков производится на трассе после сварки секций изолированных труб в плети или сплошную нитку перед укладкой газопровода в траншею и должна выполняться в следующей последовательности:

- очистить поверхность металлической трубы от грязи и рыхлой (пластовой) ржавчины, при необходимости промыть водой и просушить газовой горелкой;
- очищенную стальную поверхность нагревают и покрывают эпоксидным праймером;



- затем термоусаживаемое полотно оборачивают вокруг стыка на незатвердевший эпоксидный праймер снизу-вверх, прикатывая роликом, не допуская пустот и отслоений, край нахлёста должен располагаться на «11» или «13» часов, и ориентирован сверху вниз;
- манжета замыкается в кольцо при помощи гибкой замковой пластины (входящей в комплект манжеты);
- выполнить термоусадку полотна, прогревая его мягким пламенем горелки, начиная с нижней точки стыка, выгоняя силиконовым валиком воздух, попавший под поверхность полотна.

По мере усадки манжеты вокруг трубы при помощи горелки, под действием тепла начинается вулканизация эпоксидного слоя, обеспечивающего надежную связь между трубой и манжетой.

После окончания монтажа термоусадочной манжеты необходимо провести визуальный контроль качества. Правильно установленная манжета - плотно облегает стык, как по всей поверхности, так и по периметру, не имеет складок, вздутий и пузырей. На полиэтиленовой оболочке, примыкающей к стыку, не должно быть вздутий и ожогов, свидетельствующих о перегреве. Для осмотра низа стыка применять зеркало.

В случае обнаружения дефектов, их необходимо устранить в обязательном порядке, вплоть до переделки стыка.

Непрерывную укладку трубопровода в траншею производить с бермы технологического проезда трубоукладчиками в полностью подготовленную траншею с соблюдением мер по предотвращению повреждений изоляционного покрытия. Рекомендуется использовать:

- троллейные подвески с катками, облицованными эластичным материалом;
- мягкие монтажные полотенца;
- амортизирующие приспособления для стрел трубоукладчиков.

Укладку заизолированного трубопровода выполнять с использованием катковых средств (троллейные подвески) и с применением мягких монтажных полотенец (в стеснённых условиях).

Укладку трубопровода с использованием катковых средств выполнить по следующей схеме:

- расставить трубоукладчики, с соблюдением технологических параметров строительной колонны;
- поднять трубопровод одновременно всеми трубоукладчиками с соблюдением параметров подъема, при этом подъем осуществлять плавно, последний трубоукладчик смещает конец плети таким образом, чтобы он располагался по оси траншеи;
- трубоукладчикам начать движение (выдерживая нормативное расстояние, друг от друга) с поперечным надвиганием заизолированного трубопровода в сторону траншеи и опусканием на дно траншеи в проектное положение.

Укладку трубопровода с применением мягких монтажных полотенец (циклическим способом) выполнить по следующей схеме:

- расставить трубоукладчики, с соблюдением технологических параметров строительной колонны;
- полностью заизолированную плеть поднять одновременно всеми трубоукладчиками с соблюдением параметров подъема, при этом подъем осуществлять плавно, над строительной полосой на высоту 0,5-0,7 м и сместить в сторону траншеи;
- произвести отпуск плети в проектное положение.

При укладке трубопровода в траншею необходимо обеспечивать:

- недопущение в процессе опуска плетей их соприкосновений со стенками траншеи;
- сохранность стенок самого трубопровода (отсутствие на нем вмятин, гофр, изломов и других повреждений);
- сохранность изоляционного покрытия;

- полное прилегание трубопровода ко дну траншеи по всей его длине;
- засыпка трубопровода.

После засыпки газопровода проверяется состояние изоляционного покрытия переносным искателем повреждений и методом катодной поляризации. По результатам обследования принимаются меры по устранению дефектов, если они имеются. После укладки газопровода при необходимости устанавливаются знаки обозначения КЛС.

### **3.9 Защита от коррозии**

#### **3.9.1 Характеристика защищаемых сооружений**

Электрохимической защите подлежит проектируемый подземный магистральный газопровод «Омск-Новосибирск-Кузбасс» на участке 182-207 км со всеми элементами запорной арматуры:

- газопровод Ду 1200 мм, протяженностью 26114 м.;
- защитный кожух Ду 1400 мм, длиной 67 м (на пересечении трубопровода с автодорогой).

Согласно [27] коррозионная агрессивность грунтов по отношению к стальным конструкциям грунтов ИГЭ-2,3,3а,3б,4а – высокая. Значения удельного электрического сопротивления изменяются от 4,0 Ом\*м до 17,0 Ом\*м.

#### **3.9.2 Тип и количество средств ЭХЗ**

##### *Установка протекторной защиты*

Для защиты от коррозии защитного кожуха на пересечении трубопровода с автодорогой, устанавливаются протекторные установки (группы). Протекторы устанавливаются в скважины на глубине ниже сезонного промерзания грунта. Последовательность монтажа в соответствии с [28]. Скважины диаметром не менее 350 мм, пробуренные под протекторы, заполняются хорошо перемятой и увлажненной глиной, доведенной до консистенции жидкой сметаны (примерное соотношение: глина-70%, вода-30%).

Проектом предусмотрена установка восьми протекторов МПМ-К-20У, по четыре штуки с каждой стороны кожуха.

#### *Контрольно-измерительные пункты*

Для контроля за работой средств ЭХЗ устанавливаются контрольно-измерительные пункты. КИПы комплектуются двухкамерными повышенной надежности неполяризуемыми медно-сульфатными электродами сравнения ЭНЭС-3М для определения значений поляризационного потенциала.

Двух камерная конструкция практически полностью исключает взаимопроникновение электролита в грунт и грунтовой влаги в электролит, что обеспечивает долговременную стабильность потенциала.

Особые свойства в сухих грунтах: электрод располагается в матерчатом мешке, заполненном наполнителем, способным конденсировать в своем объеме влагу, сохраняющую надежный контакт с грунтом. Датчик потенциала расположен в нижней части электрода, не требуется ориентация относительно трубопровода при установке. Соединительный кабель заключен в экранирующую оплетку для устранения влияния электромагнитных полей, создаваемых внешними источниками.

Для контроля скорости коррозии в КИПах монтируются индикаторы коррозионных процессов серии ИКП предназначены для определения скорости и глубины коррозии (в том числе локальной) стального подземного сооружения. При использовании с Анализатором ИКП значения скорости коррозии отображается в мм/год, глубины коррозии-в мм. Отчет указанных значений производится с момента установки индикатора.

Оценка общей коррозии и порядок ее средней скорости производится путем периодического контроля состояния элементов индикации индикатора, с помощью Анализатора ИКП. Расчет скорости и глубины коррозии при подключении Анализатора к индикатору производится автоматически. В состав индикатора интегрирована микросхема памяти, в которой

сохраняются исходные и текущие данные, необходимые при расчете скорости коррозии и идентификации индикатора.

Анализатор ИКП является портативным микропроцессорным устройством и предназначен для оперативного обслуживания Индикаторов коррозионных процессов ИКП, Анализатор сохраняет и передает данные из памяти анализатора о состоянии индикаторов на компьютер. При соединении с индикатором производит его инициализацию, идентификацию, сканирование элементов индикации индикатора, обмен данными с микросхемой памяти индикатора, расчет и отображение скорости и глубины коррозии.

КИПы устанавливаются:

- в точках «дренажа»;
- на километровых отметках с маркерными накладками;
- через 500 м по трассе трубопровода;
- на защитном кожухе при пересечении трубопровода с автодорогой.

Подключение всех измерительных и дренажных кабелей к контрольной колодке КИП осуществляется с помощью кабельных наконечников

#### *Дренажные и анодные линии*

Линии постоянного тока к точкам дренажа выполняются медным двужильным бронированным кабелем высокой надежности с медными жилами и ПВХ-шлангом. Наличие стальной брони позволяет использовать кабель в суровых условиях прокладки и эксплуатации, кабель защищен от механических повреждений.

При подземной прокладке кабельных линий, кабели прокладываются в траншеях на глубине 0,7 м и имеют снизу подсыпку, а сверху засыпку слоем песка или измельченной земли, не содержащей камней, строительного мусора и шлака. Все кабели, прокладываемые в траншее, сверху покрывают сигнальной лентой. Рытье траншей механизмами предусмотрено до защищаемого объекта не ближе 2,5 м при отсутствии пересечений. Остальные участки рытья траншей выполняются вручную.

В таблице 3.4 представлена ведомость потребности в основном оборудовании.

Таблица 3.4 – Ведомость потребности в основном оборудовании

Наименование и марка оборудования	Ед. изм	Количество
Контрольно-измерительный пункт	шт.	57
Электрод сравнения медно-сульфатный	шт.	59
Протектор	шт.	8
Индикатор коррозионных процессов	шт.	57

### **3.9.3 Параметры средств ЭХЗ на начальный и конечный период эксплуатации**

Для подземного стального трубопровода и его элементов предусматривается комплексная защита от коррозии, включающая:

- пассивную– изоляционными покрытиями.
- активную- средствами электрохимической защиты.

Электрохимическая защита от коррозии всех подземных стальных коммуникаций линейного трубопровода предусматривается методом катодной поляризации, катодная поляризация выполняется существующими установками катодной защиты с гарантированным сроком службы при номинальных режимах не менее 30 лет.

В таблице 3.4 представлены параметры ЭХЗ на начальный и конечный период.

Таблица 3.5 – Параметры средств ЭХЗ на начальный и конечный период

Параметры катодной защиты	Начальный период	Конечный период
СКЗ – 193 км		
Защитный ток, А	0,1	1,1
Напряжение, В	0,2	
Сопротивление АЗ, Ом	1,5	
Протекторная установка (на пересечении с а/д)		
Защитный ток, мА	15	124
Ток группы протекторов, мА	240	
Напряжение, В (ЭДС)	-1,6	
Сопротивление растеканию 1 протектора, Ом	20,3	

### 3.10 Проведение испытаний на прочность и герметичность

Очистка полости и испытания на прочность и герметичность трубопровода выполняется пневматическим способом в соответствии с требованиями [29], [30].

Газопровод подлежит очистке полости – продувкой воздухом, с трехкратным пропуском очистного устройства, сжатый воздух для продувки подается из высокопроизводительных компрессорных установок или ресивера.

Перед проведением испытаний построенного участка газопровода на прочность и герметичность предусматривается проведение работ по его калибровке.

Испытание на прочность газопровода на первом этапе капитального ремонта газопровода ПК0 –ПК124 выполняется в два этапа:

I этап – предварительное испытание участков трубопроводов повышенной категории после укладки: пневматическое испытание участка, примыкающего к крановому узлу ПК0+0,0 – ПК2+50,0 и участка пересечения с автомобильной дорогой IV категории, ПК37+40,4 – ПК38+13,6:  $P_{исп} = 1,25$  МПа,  $P_{раб} = 6,75$  МПа, при  $P_{раб} = 5,4$  МПа, время испытания 12 часов.

II этап – пневматическое испытание после укладки и засыпки всего подготовленного к испытанию трубопровода, участок ПК0–ПК124:  $P_{исп} = 1,1$  МПа,  $P_{раб} = 5,94$  МПа, при  $P_{раб} = 5,4$  МПа, время испытания 12 часов.

Испытание на прочность газопровода на втором этапе капитального ремонта газопровода ПК124 – ПК261+14,3 выполняется в два этапа:

I этап – предварительное испытание участков трубопроводов повышенной категории после укладки: пневматическое испытание участка, примыкающего к крановому узлу ПК258+64,2 – ПК261+14,2:  $P_{исп} = 1,25$   $P_{раб} = 6,75$  МПа, при  $P_{раб} = 5,4$  МПа, время испытания 12 часов.

II этап – пневматическое испытание после укладки и засыпки всего подготовленного к испытанию трубопровода, участок ПК124–ПК261+14,2:  $P_{исп} = 1,1$  МПа,  $P_{раб} = 5,94$  МПа, при  $P_{раб} = 5,4$  МПа, время испытания 12 часов.

Проверку на герметичность газопровода производят после испытания на прочность в течение времени, необходимого для осмотра трассы (но не менее 12 ч). При очистке и испытании трубопровода должны быть установлены опасные зоны в соответствии с [29].



### **3.11 Автоматизация систем управления технологическими процессами**

#### **3.11.1 Приборы и средства автоматизации**

Для обеспечения безопасной эксплуатации объекта на территории КУ все оборудование применяется во взрывозащищенном исполнении. Все приборы и средства автоматизации на момент проектирования имеют действующие сертификаты.

Для измерения и показаний давления газа в аккумуляторе, до и после крана предусмотрены манометры показывающие виброустойчивые М-ЗВУ (производства ООО "Манотомь", г. Томск) со шкалой в единицах измерения в "МПа", с пределом измерений 10МПа.

Для измерения и передачи показаний давления газа в аккумуляторе, до и после крана предусмотрены датчики избыточного давления Метран-150 (производства ПГ "Метран", г. Челябинск). Датчики взрывозащищенные с максимальным верхним пределом измерения 25,0 МПа, с настроенным диапазоном измерений от 0 МПа до 10,0 МПа, с выходным сигналом от 4 до 20мА.

Для измерения температуры газа после линейного крана предусмотрены термопреобразователи сопротивления поверхностные ТСМУ 011.16 (производства АОЗТ СКБ "Термоприбор", г. Королев). Термопреобразователи взрывозащищенные с диапазоном измеряемых температур от -50 до +50°С, с выходным сигналом от 4 до 20мА.

Для установления факта прохождения очистного устройства по трубе газопровода предусмотрен сигнализатор прохождения очистного устройства МДПС-3 (производства ООО "НТП "ИПЦ", г. Томск). Датчик сигнализатора с герметичным кабелем, длиной 5м, заканчивающийся клеммным соединителем. Блок питания и регистрации прибора позволяет контролировать работоспособность прибора и организует питание 24В.

В качестве запорного устройства в трубопроводах предусмотрен кран шаровой штуцерно-ниппельный КШ-10 (производства ООО "ИК "Энерпред-

Ярдос", г.Москва-Зеленоград) из хладостойкой стали марки 09Г2С с диаметром условного прохода 10 мм, рассчитанный на условное максимальное давление 16 МПа.

### **3.12 Рекультивация земель**

Комплекс мероприятий по технической рекультивации на землях, отведенных для капитального ремонта газопровода, направлен на сохранение плодородного слоя, предотвращение развития деградационных процессов в нарушенных почвах и создание условий для их быстрого восстановления.

Рекультивация предусмотрена в два этапа: технический и биологический, выполняемые последовательно.

Техническая рекультивация при проведении работ по капитальному ремонту газопровода предусматривает выполнение следующих видов работ:

1. Снятие плодородного слоя почвы средней мощностью 45 см м бульдозером с перемещением грунта во временный отвал (кроме обводненных и заболоченных участков);
2. Складирование снятого плодородного слоя во временный отвал, находящийся в пределах полосы отвода земель;
3. Засыпка и послойная трамбовка или выравнивание рытвин, непредвиденно возникших в процессе производства работ;
4. Уборка бытового и строительного мусора, удаление со строительной полосы всех временных устройств;
5. Возвращение и равномерное распределение снятого плодородного слоя почвы на рекультивируемой поверхности, при этом площадь и толщина слоя восстановления плодородного грунта равна площади и толщине слоя снятого плодородного грунта;
6. Окончательная планировка в полосе рекультивации после нанесения плодородного слоя почвы с сохранением естественного рельефа поверхности.

Площадь восстановления плодородного слоя почвы равна площади его снятия.

Биологический этап рекультивации выполняется после завершения технического этапа в теплый период года. Биологический этап рекультивации должен быть направлен, прежде всего, на закрепление поверхностного слоя почвы корневой системой растений, создание сомкнутого травостоя и предотвращение развития водной и ветровой эрозии почв на нарушенных землях.

### **3.13 Обозначения газопровода на местности**

Для обозначения газопровода на местности в соответствии с [5] устанавливаются знаки закрепления. Знаки устанавливаются на столбиках высотой 2 м.

Знак «Закрепление трассы газопровода на местности» устанавливается на прямых участках в пределах видимости, но не реже, чем через 500 м, а также на углах поворота газопровода в горизонтальной плоскости, на пересечениях с дорогами и другими коммуникациями.

В местах пересечения с автодорогами предусматривается установку дополнительных знаков «Осторожно, газопровод» «Остановка запрещена» и «Зона действия». Знаки «Остановка запрещена» и «Зона действия» устанавливаются по согласованию с владельцем автодороги и ГИБДД.

На наружной стороне ограждений крановых узлов устанавливаются знаки «Газ! Вход запрещен», «Запрещается пользоваться открытым огнем и курить», принципиальная схема узла, а также информационную табличку с указанием эксплуатирующей организации, ее филиала и телефона.

На километровой отметке трассы газопровода совместно с знаком «Закрепление трассы газопровода на местности» устанавливается «Километровый знак» на металлическом каркасе.

## 4 Расчетная часть

### 4.1 Расчет газопровода на прочность и устойчивость

#### 4.1.1 Исходные данные

В таблице 4.1 представлены основные технические показатели трубопровода, которые были использованы в качестве исходных данных при расчете трубопровода на прочность и устойчивость

Таблица 4.1 – Основные технические показатели трубопровода

№ п/п	Наименование показателя	Ед. изм.	Показатель
1	Диаметр газопровода	мм	1220
2	Производительность	тыс. м <sup>3</sup> /час	9,5
3	Рабочее (максимальное) давление	МПа	5,4
4	Длина ремонтируемого участка газопровода:	м	25000
5	Предел текучести	МПа	360
6	Предел кратковременной прочности	МПа	540
7	Категория трубопровода		Н
8	Модуль упругости	МПа	206000
9	Коэффициент Пуассона		0,3
10	Коэффициент линейного расширения	(°C) <sup>-1</sup>	1,2·10 <sup>-5</sup>

Расчеты были выполнены в соответствии со СТО Газпром 2-2.1-249-2008 «Магистральные газопроводы» [18].

#### 4.1.2 Определение толщины стенки труб и соединительных деталей

Отношение нормативных характеристик стали вычисляется по формуле (4.0):

$$\frac{\sigma_y}{\sigma_u} = \frac{380}{540} \approx 0,7, \quad (4.0)$$

Расчетную толщину стенки трубы магистрального газопровода  $t_d$ , мм, для сталей с отношением  $\frac{\sigma_y}{\sigma_u} \leq 0,8$  вычисляют по формуле:

$$t_d = \frac{P_d D}{2k_y F_y \sigma_y}, \quad (4.1)$$

где  $P_d$  - расчетное внутреннее давление, МПа;

$D$  - наружный диаметр трубы, мм;

$\sigma_y$  - нормативный предел текучести материала труб, МПа;

$F_y$  - расчетный коэффициент по пределу текучести;

$k_y$  - поправочный коэффициент, зависящий от отношения нормативных характеристик стали  $\frac{\sigma_y}{\sigma_u}$ .

Коэффициент  $k_y$  в формуле (4.1) при  $0,60 < \sigma_y/\sigma_u \leq 0,80$  определяют по формуле (4.5):

$$k_y = a - b \frac{\sigma_y}{\sigma_u}, \quad (4.5)$$

Значение расчетного коэффициента  $F_y$  в формуле (4.1), следует принимать в зависимости от категории участка газопровода по таблице 4.2.

Таблица 4.2 – Значения расчетных коэффициентов в зависимости от категории участка газопровода

Категория участка газопровода	Расчетные коэффициенты	
	$F_y$	$F_u$
<i>H</i>	0,72	0,63
<i>C</i>	0,60	0,52
<i>B</i>	0,50	0,43

Значения коэффициентов  $a$ ,  $b$  в которой следует принимать в зависимости от категории участка газопровода по таблице 4.3.

Таблица 4.3 - Значения коэффициентов  $k_y$ ,  $a$ ,  $b$

Категория участка газопровода	$\sigma_y/\sigma_u \leq 0,60$	$0,60 < \sigma_y/\sigma_u \leq 0,80$	
	$k_y$	$a$	$b$
Н	1,250	2,000	1,250
С	1,333	2,333	1,667
В	1,400	2,600	2,000

По таблице 4.3 коэффициенты в формуле (4.5):  $a=2,0$ ,  $b=1,25$ ;

По формуле (4.5) коэффициент  $k_y$  равен:

$$k_y = 2 - 1,25 \frac{380}{540} = 1,1204$$

Расчетный коэффициент  $F_y$  по таблице 4.2 принимаем равным 0,72.

По формуле (4.1) расчетная толщина стенки трубы магистрального газопровода  $t_d$  равна:

$$t_d = \frac{5,4 \cdot 1220}{2 \cdot 1,1204 \cdot 0,72 \cdot 380} = 10,75 \text{ мм}$$

Номинальную толщину стенки  $t_n$  принимаем равной 12,0 мм.

### 4.1.3 Проверка условий прочности

Расчет газопровода на прочность состоит в выполнении следующих проверок:

- кольцевых напряжений;
- продольных напряжений;
- эквивалентных напряжений.

Расчет газопровода на прочность следует выполнять по методу допускаемых напряжений, которые определяются как произведение нормативного минимального предела текучести и нормативного минимального предела прочности материала труб на соответствующие расчетные коэффициенты. Значения расчетных коэффициентов зависят от вида проверки напряжений и регламентируются СТО Газпром 2-2.1-249-2008 «Магистральные газопроводы» [18].

Условие прочности для кольцевых напряжений выполняется, если кольцевые напряжения от расчетного давления  $\sigma_h$ , МПа, вычисляются по формуле

$$\sigma_h = \frac{P_d D}{2t_n}, \quad (4.7)$$

и удовлетворяют условию

$$\sigma_h \leq \min\{F_y \sigma_y; F_u \sigma_u\}, \quad (4.8)$$

где  $\sigma_h$  - кольцевое напряжение от внутреннего давления;

$P_d$  - расчетное внутреннее давление, МПа;

$D$  - наружный диаметр трубы, мм;

$t_n$  - толщина стенки трубы номинальная, мм;

$\sigma_y$  - нормативный предел текучести материала труб, МПа;

$\sigma_u$  - нормативный предел прочности материала труб, МПа;

$F_y$  - расчетный коэффициент по пределу текучести, принимаемый по таблице 9 в зависимости от категории участка газопровода;

$F_u$  - расчетный коэффициент по пределу прочности, принимаемый по таблице 9 в зависимости от категории участка газопровода.

Кольцевое напряжение от расчетного давления по формуле (4.7):

$$\sigma_h = \frac{5,4 \cdot 1220}{2 \cdot 12} = 274,5 \text{ МПа};$$

По условию  $\sigma_h \leq \min\{F_y \sigma_y; F_u \sigma_u\}$ , где  $F_y \sigma_y = 278,6 \text{ МПа}$ ,  $F_u \sigma_u = 340,2 \text{ МПа}$ , следовательно условие прочности для кольцевых напряжений выполняется.

Проверка условий прочности для продольных напряжений следует выполнять по формуле:

$$\sigma_l \leq F_{eq} \sigma_y, \text{ если } \sigma_l \geq 0; \quad (4.9)$$

где  $\sigma_l$  - продольное напряжение, МПа;

$\sigma_y$  - нормативный предел текучести материала труб, МПа;

$F_{eq}$  - расчетный коэффициент для продольных напряжений, принимаемый в зависимости от стадии «жизни» газопровода в соответствии с таблицей 4.4.

Таблица 4.4 - Значения расчетного коэффициента для проверки продольных напряжений

Расчетный коэффициент $F_{eq}$		
Строительство	Гидростатические испытания	Эксплуатация
0,96	1,00	0,90

Продольные напряжения определяем по формуле:

$$\sigma_l = \mu \sigma_h - E \alpha \Delta T \pm \frac{ED}{2R}, \quad (4.10)$$

где  $\mu$  - коэффициент поперечной деформации материала труб;

$E$  - модуль деформации материала труб (переменный), МПа;

$D$  - наружный диаметр трубы, номинальный, м;

$R$  - радиус упругого изгиба, м;



$\alpha$  - линейный коэффициент температурного расширения,  $^{\circ}\text{C}^{-1}$  ;

$\Delta T$  - температурный перепад,  $^{\circ}\text{C}$ ;

Вычисляем продольное напряжение по формуле (4.10), где - модуль упругости  $E_0 = 206000$  МПа, коэффициент Пуассона  $\mu_0 = 0,3$ , коэффициент линейного расширения  $\alpha = 1,2 \cdot 10^{-5} (^{\circ}\text{C})^{-1}$  .

$$\sigma_l = 0,3 \cdot 274,5 - 206000 \cdot 1,2 \cdot 10^{-5} \cdot 45 + \frac{206000 \cdot 1,22}{2 \cdot 1500} = 163,65 \text{ МПа}$$

По формуле 4.9, проверяем условия прочности для продольных напряжений на разных этапах «жизни» газопровода, вычисленные данные представлены в таблице 4.5.

Таблица 4.5 – Проверка условий прочности для продольных напряжений на разных этапах «жизни» газопровода

Этапы «жизни» газопровода	Продольное напряжение $\sigma_l$ , МПа	Нормативный предел текучести материала труб $\sigma_y$ , МПа	Расчетный коэффициент $F_{eq}$	$F_{eq}\sigma_y$	Проверка условия прочности $\sigma_l \leq F_{eq}\sigma_y$
Строительство	163,65	340	0,96	326,4	удовлетворяет
Гидростатические испытания			1,00	340	удовлетворяет
Эксплуатация			0,90	306	удовлетворяет

#### 4.1.4 Проверка общей устойчивости подземных газопроводов

Общую устойчивость участка магистрального газопровода следует проверять в плоскости наименьшей жесткости системы. Общая устойчивость участка магистрального газопровода выполняется в случае, если удовлетворяется условие:

$$S \leq \frac{1}{k_{u.b.}} N_{cr}, \quad (4.11)$$

где  $S$  - эквивалентное продольное усилие в сечении газопровода, МН;  
 $N_{cr}$  - критическое продольное усилие, которое определяется с учетом радиуса кривизны оси, высоты засыпки, свойств грунта, балластировки и закрепления анкерами, возможного обводнения, МН;

$k_{u.b.}$  - коэффициент запаса общей устойчивости, принимаемый равным 1,10 - для участков газопроводов категории  $H$ ;

Эквивалентное продольное осевое усилие в сечении газопровода  $S$  следует определять с учетом нагрузок и воздействий, продольных и поперечных перемещений газопровода в соответствии с правилами строительной механики.

В частности, для прямолинейных участков газопроводов и участков, выполненных упругим изгибом, при отсутствии компенсации продольных деформаций, просадок и пучения грунта эквивалентное продольное усилие в сечении газопровода  $S$ , МН, вычисляется по формуле:

$$S = \alpha E_0 \Delta T A_S + (1 - 2\mu_0) A_i P_d, \quad (4.12)$$

где  $\mu_0$  - коэффициент Пуассона;

$E$  - модуль деформации материала труб (переменный), МПа;

$\alpha$  - линейный коэффициент температурного расширения,  $^{\circ}\text{C}^{-1}$ ;

$\Delta T$  - температурный перепад,  $^{\circ}\text{C}$ ;

$A_S$  - площадь поперечного сечения трубы (стали),  $\text{м}^2$ ;

$A_i$  - площадь поперечного сечения трубопровода «в свету»,  $\text{м}^2$ ;

$P_d$  - расчетное внутреннее давление, МПа.

Значение критического продольного усилия вычисляют по формуле

$$N_{cr} = 0,372q^* \rho_0, \quad (4.13)$$

где  $q^*$  - предельное погонное сопротивление перемещениям газопровода вверх, МН/м;

$\rho_0$  - расчетный радиус кривизны оси газопровода, м.

Предельное сопротивление перемещениям газопровода вверх  $q^*$  определяется как сумма погонного веса газопровода  $w$  и предельной несущей способности грунта при выпучивании газопровода  $q_S^*$ :

$$q^* = w + q_S^*, \quad (4.14)$$

где  $q^*$  - предельное сопротивление перемещениям газопровода вверх, МН/м;

$w$  - погонный вес газопровода (0,003575), МН/м;

$q_S^*$  - предельная несущая способность грунта при выпучивании газопровода, МН/м.

Предельная несущая способность грунта при выпучивании газопровода  $q_S^*$  для глинистых и других связных грунтов вычисляется по формуле:

$$q_S^* = k_{H.c.} cD, \quad (4.15)$$

где  $H$  - глубина засыпки от поверхности грунта до верха трубы, м;

$D$  - диаметр наружный газопровода, м;

$c$  - сцепление грунта засыпки (репрезентативное, характерное), МПа;

$k_{H.c.}$  - коэффициент учета высоты засыпки для глинистых грунтов, определяется по формуле:

$$k_{H.c.} = \min \left\{ 3,0; \frac{H}{D} \right\}, \quad (4.16)$$

Коэффициент учета высоты засыпки для глинистых грунтов  $k_{H.c.}$  определяется по формуле (4.16) и равен  $\frac{H}{D} = 0,82$ ;

Предельная несущая способность грунта при выпучивании газопровода  $q_S^*$  определяется по формуле (4.15) и равен:

$$q_S^* = 0,82 \cdot 22,7 \cdot 10^{-3} \cdot 1,22 = 0,228 \frac{\text{МН}}{\text{м}};$$

Предельное сопротивление перемещениям газопровода вверх  $q^*$  определяется по формуле (4.14) и равно:

$$q^* = 0,003575 + 0,228 = 0,232 \frac{\text{МН}}{\text{м}};$$

Прямолинейные участки газопровода рассматриваются как изогнутые (выпуклостью вверх), для них расчетный радиус изгиба принимается равным  $\rho_0 = 5000$  м.

Критическое продольное усилие вычисляется по формуле (4.13) и равно:

$$N_{cr} = 0,372 \cdot 0,232 \cdot 5000 = 431,52 \text{ МН};$$

$$\frac{1}{k_{u.b.}} N_{cr} = 392,29 \text{ МН};$$

Продольное усилие в сечении газопровода  $S$  вычисляется по формуле (4.12), где  $A_S = \frac{\pi D^2}{2} = 2,337 \text{ м}^2$ ,  $A_i = \frac{\pi D_i^2}{2} = 2,245 \text{ м}^2$  и равно:

$$S = 206000 \cdot 1,2 \cdot 10^{-5} \cdot 45 \cdot 2,337 + (1 - 2 \cdot 0,3) \cdot 2,245 \cdot 5,4 = 264,82 \text{ МН};$$

Общая устойчивость участка магистрального газопровода выполняется в случае, если удовлетворяется условие  $S \leq \frac{1}{k_{u.b.}} N_{cr}$ , по рассчитанным данным определяем, что газопровод соответствует общим условиям устойчивости.

#### 4.1.5 Результаты расчета

В таблице 4.6 представлены результаты расчета участка магистрального газопровода на прочность и устойчивость. Расчеты были выполнены в соответствии с [18].

Таблица 4.6 – Результаты расчета

№ п/п	Наименование показателя	Ед. изм.	Полученные значения
1	Расчетная толщина стенки	мм	
2	Кольцевое напряжение	МПа	
3	Допустимое кольцевое напряжение	МПа	
4	Продольное напряжение	МПа	
5	Допустимое продольное напряжение	МПа	
6	Эквивалентное продольное усилие в сечении газопровода	МН	
7	Критическое продольное усилие	МН	

По данным, представленным в таблице 4.6 можно сделать вывод о том, что при ремонте магистрального газопровода методом полной замены трубы допустимые кольцевое, продольное напряжения, а также критическое продольное усилие не превышаются, что соответствует надежной работе газопровода после проведения ремонта.

## 4.2 Расчет безотказной работы участка газопровода

### 4.2.1 Исходные данные

В таблице 4.7 представлены исходные данные для расчета безотказной работы участка трубопровода.

Таблица 4.7 – Исходные данные

Номер элемента (труба, сварной шов)	Интенсивность отказов до проведения ремонта $\lambda_1, 1/\text{час} \cdot 10^{-6}$	Интенсивность отказов после проведения ремонта методом замены трубы $\lambda_2, 1/\text{час} \cdot 10^{-6}$	Интенсивность отказов после проведения ремонта методом выборочного ремонта $\lambda_2, 1/\text{час} \cdot 10^{-6}$
1	2,02	0,54	0,57
2	3,99	1,09	1,16
3	6,90	1,95	2,09
4	1,55	0,41	0,43
5	10,1	2,97	3,22
6	3,18	0,86	0,91
7	2,55	0,68	0,72
8	17,9	5,82	6,49
9	5,13	1,42	1,51

### 4.2.2 Средняя наработка на отказ

Средняя наработка на отказ для участка трубопровода определяется для каждого расчетного элемента и рассчитывается по формуле:

$$T_{\text{нар}} = \frac{1}{\lambda}, \quad (4.17)$$

где  $\lambda$  – интенсивность отказа, 1/час.

В таблице 4.8 приведены полученные расчетные данные для средней наработки на отказ каждого из элементов трубопровода, полученные по формуле (4.17).

Таблица 4.8 – Средняя наработка на отказ

Номер элемента (труба, сварной шов)	Средняя наработка на отказ до проведения ремонта $T_1$ , час	Средняя наработка на отказ после проведения ремонта $T_2$ , час
1	494840	1854818
2	250636	918483
3	144957	513286
4	644790	2429761
5	98972	336970
6	314900	1164887
7	392874	1463857
8	55895	171805
9	194940	704933

### 4.2.3 Вероятность безотказной работы

Расчет вероятности безотказной работы  $P(t)$  был проведен при использовании экспоненциального распределения для интервала времени 3 года.

Экспоненциальный закон распределения:

$$P(t) = e^{-\lambda t}, \quad (4.18)$$

где  $\lambda$  – интенсивность отказа, 1/час,

$t$  – время работы, час.

Вероятность безотказной работы участка трубопровода, состоящего из нескольких элементов (труба, сварной шов), рассчитывается как произведение вероятностей безотказной работы каждого элемента за определенный период времени  $t$ , равный 2 года.

В таблице 4.9 представлены результаты расчета вероятности безотказной работы участка трубопровода.

Таблица 4.9 – Вероятность безотказной работы

Номер элемента (труба, сварной шов)	Вероятность безотказной работы элемента до проведения ремонта $P_1(t)$	Вероятность безотказной работы элемента после проведения ремонта методом полной замены трубы $P_2(t)$	Вероятность безотказной работы элемента после проведения выборочного ремонта $P_3(t)$
1	0,95	0,99	0,98
2	0,90	0,97	0,97
3	0,83	0,95	0,94
4	0,96	0,99	0,99
5	0,77	0,92	0,92
6	0,92	0,98	0,97
7	0,94	0,98	0,98
8	0,62	0,86	0,84



Продолжение таблицы 4.9

9	0,87	0,96	0,96
Вероятность безотказной работы системы в целом, $P_{общ}(t)$	0,25	0,66	0,62

По таблице 4.9 можно сделать вывод о том, что после проведения капитального ремонта участка магистрального газопровода методом полной замены трубы вероятность безотказной работы выше, чем при методе выборочного ремонта, следовательно, для повышения надежности больше подходит второй метод полной замены трубы.

### 4.3 Расчет показателей, для выбора метода ремонта трубопровода

При выборе метода ремонта на участке газопровода с полной заменой труб многие годы доминирующим показателем являлся срок эксплуатации газопровода. Анализ ремонта газопроводов с полной заменой труб показывает, что срок эксплуатации является существенным, но не основополагающим фактором при принятии решения. Имеется ряд других факторов, влияние которых соизмеримо (или равнозначно) сроку эксплуатации газопровода.

#### 4.3.1 Исходные данные

Для проведения расчета были использованы следующие данные, представленные в таблице 4.10.

Таблица 4.10 – Исходные данные

№	Наименование показателя	Ед. изм.	Значение
1	Срок эксплуатации газопровода, $T_{экспл}$	лет	27
2	Амортизационный срок эксплуатации газопровода, $T_{амортиз}$	лет	30
3	Максимальная зарегистрированная глубина повреждений поверхности трубы на рассматриваемом участке МГ, $G_{max}$	% от номинальной толщины стенки	40

Продолжение таблицы 4.10

4	Номинальная толщина стенки трубы, $\delta_{ст}$	мм	12
5	Срок возможного прекращения подачи газа потребителям, равный времени выполнения ремонтных работ, $T_{рем}$	сутки	50
6	Срок эксплуатации газопровода в год, $T_{экспл.год}$	сутки	360
7	Снижение давления от рабочего, $K_1$	%	10
8	Пропускная способность (производительность) трубопровода, $K_2$	%	90
9	КРН, $I_{кат.крн}$		0,2

### 4.3.2 Расчет показателей

Расчет интегрального максимального и граничного показателя производим суммированием показателей по следующим оценочным факторам.

Срок эксплуатации газопровода:

$$I_{t_{экспл}} = \frac{T_{экспл}}{T_{амортиз}}, \quad (4.19)$$

где  $I_{t_{экспл}}$  - индекс по сроку эксплуатации газопровода;

$T_{экспл}$  - срок эксплуатации газопровода, лет.

$T_{амортиз}$  - амортизационный срок эксплуатации газопровода, лет.

Скорость коррозии:

$$I_{v_{кор}} = \frac{G_{max}}{T_{экспл} \cdot 100\%} \delta_{ст}, \quad (4.20)$$

где  $I_{v_{кор}}$  - индекс по максимальной скорости коррозии  $I_{v.кор}$ . мм/год;

$G_{max}$  - максимальная зарегистрированная глубина повреждений поверхности трубы на рассматриваемом участке МГ, % от номинальной толщины стенки;

$\delta_{ст}$  - номинальная толщина стенки трубы, мм;

$T_{экспл}$  - срок эксплуатации МГ, лет.

Продолжительность ремонтных работ:

$$I_{t_{рем}} = \frac{T_{рем}}{T_{экспл}}, \quad (4.21)$$

где  $I_{t_{рем}}$  - индекс по продолжительности ремонта газопровода;

$T_{рем}$  - срок возможного прекращения подачи газа потребителям, равный времени выполнения ремонтных работ, сутки.

$T_{экспл}$  - срок эксплуатации газопровода в год, сутки

Пониженное рабочее давление:

$$I_{p_{раб}} = \frac{K_1}{K_2}, \quad (4.22)$$

где  $I_{p_{раб}}$  - индекс снижения рабочего давления (производительности) газопровода;

$K_1$  - снижение давления от рабочего, %;

$K_2$  - пропускная способности (производительность) трубопровода, %.

Потенциально-опасные участки по КРН:

$$I_{КРН} = I_{кат.КРН} \quad (4.23)$$

где:  $I_{КРН}$  - КРН

Максимальный показатель складывается из суммы максимальных показателей и составляет 6 баллов.

$$I_{макс} = I_{t_{экспл}}^{макс} + I_{v_{кор}}^{макс} + I_{t_{рем}}^{макс} + I_{p_{раб}}^{макс} + I_{K_{КРН}}^{макс} \quad (4.24)$$

Граничный показатель складывается из суммы граничных показателей и составляет 1,5 балла:

$$I_{гранич} = 1,5 \quad (4.25)$$

В случае превышения суммарного граничного показателя или наличия двух максимальных показателей проведение капитального ремонт газопровода необходимо осуществлять с полной заменой труб.

### 4.3.3 Результаты вычислений

Расчеты выполнены в соответствии с [7].

В таблице 4.11 представлены полученные значения показателей для определения необходимости ремонта участка трубопровода методом полной замены трубы.

Таблица 4.11 – Результаты вычислений

№	Наименование показателя	Значение
1	Индекс по сроку эксплуатации газопровода, $I_{т_{экспл}}$	0,9
2	Индекс по максимальной скорости коррозии, $I_{v_{кор}}$ , мм/год	0,18
3	Индекс по продолжительности ремонта газопровода, $I_{рем}$	0,14
4	Индекс снижения рабочего давления (производительности) газопровода, $I_{р_{раб}}$	0,11
5	КРН, $I_{крн}$	0,2
	Сумма	1,53
	Граничный показатель	1,5

По результатам вычислений, представленным в таблице 4.11, можно сделать вывод: сумма показателей превышает граничный показатель, следовательно, на рассматриваемом участке необходимо произвести ремонт методом полной замены трубы.

## 5 Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение

### 5.1 Сметная стоимость выполнения работ по капитальному ремонту участка магистрального газопровода длиной 400 м

#### 5.1.1 Расчет нормативной продолжительности выполнения работ

Нормативную продолжительность цикла работ определяют по отдельным составляющим его производственных процессов, например:

- подготовительные работы;
- монтажные работы;
- испытания и др.

Продолжительность работ формируется на основе наряда на производство работ; данных геологической, технической или технологической части проекта; норм времени на операции; данных справочников для нормирования операций, вспомогательных, подготовительно - заключительных, измерительных и работ и др.

В табл. 5.1 представлен пример норм-времени на выполнение операций при проведении капитального ремонта участка магистрального газопровода.

Таблица 5.1 – Нормы времени выполнения технологических операций при проведении капитального ремонта участка магистрального газопровода.

№ п/п	Наименование операций	Объем работ		Продолжительность работ, часов	Состав бригады
		ед. измерения	Кол-во		
1	Снятие плодородного слоя почвы, перемещение его во временный отвал	м <sup>3</sup>	820	32	4 чел.
2	Вскрытие существующего газопровода	м <sup>3</sup>	2140	48	4 чел.
3	Демонтаж существующего газопровода	шт.	1	16	12 чел.
4	Демонтаж кранового узла №194	шт.	1	4	2 чел.

Продолжение таблицы 5.1

5	Сварка трубопровода в плеть	труб	50	16	6 чел.
6	Строительство перехода под автодорогой	шт.	1	20	4 чел.
7	Укладка трубопровода	шт.	1	8	12 чел.
8	Монтаж и подключение газопровода к системе ЭХЗ	шт.	2	6	4 чел.
9	Ремонт крановых узлов №182 и №207	шт.	2	4	4 чел.
10	Засыпка траншеи	м <sup>3</sup>	2140	12	8 чел.
11	Проведение пневмоиспытания газопровода	шт.	1	12	4 чел.
12	Проверка на герметичность газопровода	шт.	1	12	4 чел.
13	Проведение технической и биологической рекультивации	га	250	48	4 чел.
14	Установка километрового знака и знаков закрепления трассы	шт.	5	2	3 чел.
	Продолжительность остановки для ремонтных работ, итого	час		<b>240</b>	

В случае, если работы выполняются параллельно, то целесообразно представить линейный график выполнения работ (табл. 5.2)

Таблица 5.2 – Линейный календарный проведения работ на объекте

Наименование операции	сутки	Дни									
		1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
подготовительные	4										
монтажные	6										
испытания	1										

## 5.1.2 Нормативная база для расчета сметы на выполняемые работы

Планирование и финансирование работ, и расчёты заказчиков производятся на основе сметных расчётов, по всем статьям затрат. Для определения затрат на операции используются следующие проекты и нормативные документы:

1. Данные технического проекта;
2. Строительные нормы и правила (СНиП);
3. Единые районные единичные расценки;
4. Единые и местные цены на материалы, оборудование, инструменты и оснастку.

Нормативная база сметных расчётов ВКР в области налогообложения представлена в таблице 5.3.

Таблица 5.3 – Нормативная база сметных расчётов ВКР в области налогообложения

Вид норматива, нормативная база	Характеристика	Источник	Методические указания
1	Норма амортизации	Зависит от класса основных средств по сроку полезного использования	НК РФ Статья 258. Амортизационные группы; ПБУ №6
2	Повышающий коэффициент к амортизации	Перечень имущества	Методы начисления амортизации: линейный и нелинейный.
3	Класс основных средств	Общероссийский классификатор основных средств (ОКОФ)	
4	Страховые взносы	30 % от фонда оплаты труда	
5	Страхование от профессиональных заболеваний и несчастных случаев на производстве	В 2017 году и в плановом периоде 2018 и 2019 годов сохраняются 32 класса профессионального риска, размеры и диапазон страховых тарифов от 0,2 до 8,5%.	Глава 34 Налоговый кодекс РФ
6	Коэффициент-дефлятор	2017 г. - 1,425; 2016 г. - 1,329	База исчисления – фонд оплаты труда Предельный размер фонда оплаты труда облагаемый страховыми взносами в 2017 г.: ФСС- 755 тыс. руб.; ПФ- 876 тыс. руб.
		Приказ Минэкономразвития России	Применяется для дооценки основных и оборотных средств организации.

### Продолжение таблицы 5.3

7	Налог на прибыль	Ставка 20 %	Глава 25 Налоговый кодекс РФ	Для предприятий, работающих на общих основаниях
8	Налог на добавленную стоимость	Ставка 18 %	Глава 21 Налоговый кодекс РФ	

В настоящее время в России при формировании стоимости строительной продукции основным элементом определения рыночной цены является сметно-нормативная база системы ценообразования. Она основана на системе базисных цен в строительстве. Ежегодно издается большое количество сборников с отражением средних цен строительной продукции за текущий год.

Сметные нормативы - общее название комплекса правил, ценообразования и цены, совместимых в индивидуальные сборники. Положениями и правилами, которые служат основой для определения сметной стоимости строительства, содержат необходимые требования.

#### **5.1.3 Расчёт сметной стоимости работ**

При выполнении расчета сметной стоимости работ при проведении капитального ремонта участка магистрального газопровода длиной 400 м использовался ресурсный метод расчета.

Ресурсный метод - калькулирование в текущих (прогнозных) ценах и тарифах ресурсов (элементов затрат), необходимых для реализации проектного решения. При составлении смет используются натуральные измерители расхода материалов и конструкций, затрат времени эксплуатации машин и оборудования, затраты труда рабочих, а цены на указанные ресурсы принимаются текущие (т.е. на момент составления смет). Использование данного метода позволяет определить сметную стоимость объекта на любой момент времени.

Основные статьи сметного расчёта затрат на проведение работ представлены в таблице 5.4.



Таблица 5.4 – Статьи сметного расчёта на выполнение работ

№ п/п	Статьи затрат
1	Спецоборудование
2	Материалы и комплектующие
3	Оплата труда
4	Страховые взносы в государственные внебюджетные фонды
5	Амортизация основных средств
6	Накладные расходы
7	Командировки и служебные разъезды
8	Итого собственных затрат

Основу сметного расчёта составляют затраты на материальные ресурсы, трудовые затраты на заработную плату и страховые взносы, амортизация основных фондов. В таблице 5.5 приведен расчет сметной стоимости основного спецоборудования, используемого при капитальном ремонте.

Таблица 5.5 – Спецоборудование

№ п/п	Наименование материалов и комплектующих	Ед. изм.	Количество	Цена, тыс. руб.	Сумма, тыс. руб.
1	Одноковшовый экскаватор	шт.	4	3000,00	12 000,00
2	Трубоукладчик	шт.	12	4500,00	54 000,00
3	Сварочный агрегат	шт.	6	70,00	420,00
4	Компрессор	шт.	2	200,00	400,00
	<b>ИТОГО:</b>				<b>66 820,00</b>

В таблице 5.6 приведен расчет сметной стоимости материалов и комплектующих, используемого при капитальном ремонте.

Таблица 5.6 – Материалы и комплектующие

№ п/п	Наименование материалов и комплектующих	Ед. изм.	Количество	Цена, руб.	Сумма, тыс. руб.
1	<i>Материалы, используемые техникой:</i>				
1.1	Электроды	кг	120	5000,00	600,00
1.2	ГСМ	кг	2150	1300,00	2 795,00
1.3	Сжатый воздух	м3	4200	150,00	630,00
1.4	Электричество	кВт/сут	155,5	60,00	9,33
2	<i>Материалы для заправки техники:</i>				
2.1	керосин	л	200000	27,00	5 400,00
	ИТОГО:				<b>9 434,33</b>

В таблице 5.7 приведен расчет сметной стоимости на оплату труда работающим.

Таблица 5.7 – Оплата труда

№ п/п	Наименование Категории Работников в 2017 году	Численность по штату (ед)	Средняя зарплатная плата одного чел. дня, руб.	Фонд з/платы в день, руб.	Количество о дней проведения работ	Фонд з/платы на весь объем работ, руб.
1	руководитель	1	2 700,00	2 700,00	10,00	27 000,00
2	инженерно- технический работник	5	1 600,00	8 000,00	10,00	80 000,00
3	водитель	16	1 000,00	16 000,00	8,00	128 000,00
4	рабочий	20	800,00	16 000,00	10,00	160 000,00
5	сварщик	6	1 200,00	7 200,00	4,00	28 800,00
	ИТОГО	48				<b>423 800,00</b>

В таблице 5.8 приведены суммы страховых взносов.

Таблица 5.8 – Сумма страховых взносов в государственные внебюджетные фонды

	2017 г.	По регрессивной шкале (среднегодовой %)	Сумма, руб
1	27 000,00	26,87	7 255,00
2	80 000,00	30,00	24 000,00
3	128 000,00	30,00	38 400,00
4	160 000,00	30,00	48 000,00
5	28 800,00	30,00	8 640,00
6	423 800,00	0,2	848,00
	<b>ИТОГО:</b>		<b>127 143,00</b>

В таблице 5.9 приведены суммы амортизационных отчислений.

Таблица 5.9 – Сумма амортизационных отчислений

№ п/п	Наименование основных средств	Количество	Балансовая стоимость единицы, тыс. руб.	Норма амортизационных отчислений, %	Время полезного использования в разработке % по 2016 году	Амортизация, руб.
	<b>2017</b>					
1	Одноковшовый экскаватор	4	3000,00	10,00	20,00	240 000,00
2	Трубоукладчик	12	4500,00	10,00	20,00	1 080 000,00
3	Сварочный агрегат	6	70,00	25,00	5,00	5 250,00
4	Компрессор	2	200,00	25,00	2,00	2 000,00
	<b>ИТОГО</b>					<b>1 327 250,00</b>

В таблице 5.10 приведены суммы накладных расходов.

Таблица 5.10 – Сумма накладных расходов.

№ п/п	Наименование затрат по направлениям затрат	Общий объем затрат, руб.	% накладных расходов	Сумма накладных расходов, руб.
Всего прямых расходов		11 756 139,00	10,00	<b>1 175 613,90</b>
1	Материалы и комплектующие	9 434 330,00	10,00	943 433,00
2	Оплата труда	765 200,00	10,00	76 520,00
3	Начисления на оплату труда	229 359,00	10,00	22 935,90
4	Амортизация основных средств	1 327 250,00	10,00	132 725,00

В таблице 5.11 приведены суммы расходов на служебные разъезды и командировки.

Таблица 5.11 – Командировки и служебные разъезды

№ п/п	Пункт назначения	Количество командировок	Количество человек	Срок, дни	Проезд, руб.	Суточные, руб./сут.	Гостиница руб./сут.	Суточные, руб./сут.
1	г. Татарск	2	48	28	6100	700	1000	5 059 200,00
	ИТОГО:							<b>5 059 200,00</b>

На основании вышеперечисленных расчетов затрат определяется общая сумма затрат на проведение капитального ремонта участка газопровода (400 м) по форме таблицы 5.8.

Таблица 5.12 – Сумма затрат на проведение капитального ремонта

№ п/п	Статьи затрат	Сумма затрат, тыс. руб.
1	Спецоборудование	66 820 000,00
2	Материалы и комплектующие	9 434 330,00
3	Оплата труда	423 800,00
4	Страховые взносы в государственные внебюджетные фонды	127 143,00
5	Амортизация основных средств	1 327 250,00
6	Накладные расходы	1 175 613,90
7	Командировки и служебные разъезды	5 059 200,00
8	Итого собственных затрат	84 367 336,90

## **5.2 Сводный сметный расчет стоимости выполнения капитального ремонта на участке магистрального газопровода**

В таблице 5.13 представлен сводный сметный расчет стоимости выполнения капитального ремонта на участке 182-207 км газопровода «Газопровод «Омск-Новосибирск-Кузбасс 0-208 км» Барабинское ЛПУМГ ООО "Газпром Трансгаз Томск"

Таблица 5.13 – сводный сметный расчет стоимости капитального ремонта участка магистрального газопровода длиной 25 км

№ пп	Номера сметных расчетов и смет	Наименование глав, объектов, работ и затрат	Сметная стоимость, тыс. руб.				Всего, тыс. руб.
			строительных (ремонтно-строительных) работ	монтажных работ	комплектующих и запасных частей	прочие затраты	
1	2	3	4	5	6	7	8
Глава 1. Подготовка территории строительства							
2	ЛОК 01-01-01	Подготовительные работы	7 755,188				7 755,188
3	ЛОК 01-01-02	Расчистка полосы отвода от растительности	1 693,126				1 693,126
4	ЛОК 01-02-01	Биологическая рекультивация	696,733				696,733
5	ЛОК 01-02-02	Техническая рекультивация	2 964,978				2 964,978
		Итого по Главе 1	13110,025	0,00	0,00	0,00	13110,025
Глава 2. Основные объекты строительства							
6	ЛОК 02-01-01	Капитальный ремонт участка Д=1200 мм	76 929,404				76 929,404
7	ЛОК 02-01-01.1	Материалы централизованной поставки	353 146,03				353 146,03
8	ЛОК 02-01-02	Пневмоиспытание газопровода D=1200 мм, P=5,4МПа	11 524,861	55,791	0,00	0,00	11 580,652
9	ЛОК 02-01-03	Демонтажные работы	32 097,991				32 097,991
10	ЛОК 02-01-04	Переход через автодорогу	3 277,251				3 277,251
		Итого по главе 2	476975,573	55,791	0,00	0,00	477031,328

Продолжение таблицы 5.13

Глава 3. Объекты энергетического хозяйства							
11	ЛОК 03-01-01	Электрохимзащита	956,384	4 227,692			5 184,076
		Итого по главе 3	956,384	4 227,692	0,00	0,00	5 184,076
Глава 4. Объекты транспортного хозяйства и связи							
12	ЛОК 04-01-01	Автоматизация и телемеханика	24,388	459,934			484,322
13	ЛОК 04-01-01.1	Материалы поставки заказчика. Автоматизация и телемеханика.		170,124			170,124
14	ЛОК 04-02-01	Демонтажные работы технических средств охраны		2,72			2,72
15	ЛОК 04-02-02	Технические средства охраны	83,120	358,44	297,24		738,8
		Итого по главе 4	107,508	991,218	297,24	0,00	1395,966
Глава 5. Временные здания и сооружения							
16	ГСН 81-05-01-2001	Временные здания и сооружения	22 104,116	129,622			22 233,738
17	ЛОК 05-01-01	Временные проезды без демонтажа	28 250,467	381,763			28 632,23
18	ЛОК 05-01-02	Временные съезды, проезды	10 103,287				10 103,287
		Итого по главе 5	60457,87	511,386	0,00	0,00	60969,255
Глава 6. Прочие работы и затраты							
19	ГСН 81-05-02-2007	Зимние удорожания 3,3% *0,8	28 911,819	171,928			29 083,747
20	ЛОК 06-01-01	Плата за выбросы в атмосферу				0,59	0,59

Продолжение таблицы 5.13

21	ЛОК 06-01-02	Плата за размещение отходов на период капитального ремонта				494,48	494,48
22	ЛОК 06-01-03	ВОССТАНОВЛЕНИЕ ДОРОГ (182-207км)	171 440,123				171 440,123
23	ЛОК 06-01-04	Пусконаладочные работы ЭХЗ				58,139	58,139
24	ЛОК 06-02-01	Затраты по ежедневной доставке рабочих до площадке строительства				2 067,86	2 067,86
25	ЛОК 06-02-02	Затраты по перебазировке строительной техники				3 194,08	3 194,08
26	ЛОК 06-02-03	Затраты, связанные с командированием рабочих				5 064,00	5 064,00
27	ЛОК 06-02-04	Расходы по перебазировке работников				226,06	226,06
28	ЛОК 06-02-05	Затраты на борьбу с гнусом				1 721,4	1 721,4
		Итого по главе 6	200351,942	171,928	0,00	12826,6 0	213350,47
Глава 7. Проектные и изыскательские работы							
29	ЛОК 07-01-02	ПРОЕКТНЫЕ РАБОТЫ				3 481,47	3 481,47
30	ЛОК 07-01-02	ИЗЫСКАТЕЛЬСКИЕ РАБОТЫ				3 119,70	3 119,70
		Итого по главе 7				6802,65	6802,65
		Итого по главам 1-7	751959,302	5786,08 7	297,24	19629,2 5	777671,88
32	МДС 81-35.2004	Непредвиденные затраты 3%	22558,779	173,583	8,917	588,878	23330,157
		Всего по сводному сметному расчету	774518,081	5959,67 0	306,157	20218,1 37	801002,045



## **6 Социальная ответственность**

### **6.1 Краткая характеристика исследуемого объекта**

В данном разделе рассматриваются опасные и вредные факторы, которые могут возникнуть при производстве работ по повышению надежности и долговечности магистрального газопровода «Омск-Новосибирск-Кузбасс» на участке 182-207 км, а также мероприятия по устранению этих факторов. В разделе рассмотрены вопросы по производственной безопасности, экологической, безопасности при чрезвычайных ситуациях, а также правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности.

При производстве работ необходимо строго соблюдать правила техники безопасности. При капитальном ремонте магистрального газопровода необходимо руководствоваться нормативными документами. Также при проведении ремонтных работ на линейной части магистрального нефтепровода необходимо уделять большое внимание производственной и экологической безопасности.

В административном отношении участок магистрального газопровода «Омск-Новосибирск-Кузбасс» располагается в Новосибирской области, Татарском и Чановском районах, которые расположены на западе области.

Климат данного района континентальный, зима суровая, холодная и продолжительная, лето короткое, теплое. Также короткие и переходные сезоны – осень и весна, наблюдаются поздние весенние и ранние осенние заморозки, резкие колебания температуры в течение года и даже суток. Средняя годовая температура воздуха составляет 0,0°С.

### **6.2 Производственная безопасность**

Основные элементы производственного процесса, формирующие опасные и вредные факторы в соответствии с ГОСТ 12.0.003-74[32], приведены в таблице 6.1

Таблица 6.1 – Опасные и вредные факторы

Источник фактора, наименование видов работ	Факторы (по ГОСТ 12.0.003-74)		Нормативные документы
	Вредные	Опасные	
1. Земляные работы; 2. Подъем, укладка и очистка газопровода от старой изоляции; 3. Сварочно-восстановительные работы; 4. Изоляционно-укладочные работы; 5. Испытание отремонтированного газопровода.	1. Отклонение показателей микроклимата на открытом воздухе;		ГОСТ 12.1.005–88*[33]
	2. Превышение уровней шума на рабочем месте;		ГОСТ 12.1.003-83 [34]
	3. Повышенная запыленность и загазованность воздуха рабочей зоны;		ГОСТ 12.1.005–88*[32] ВСН 014-89[35]
	4. Повреждения, в результате контакта с животными, насекомыми;		ГОСТ 12.4.010-75 [31]
	5. Недостаточная освещенность рабочей зоны.		ВСН 012-88[36]
		1. Пожаро- и взрывоопасность;	ГОСТ 51330.19-99 [44]
		2. Поражение электрическим током;	ГОСТ 12.1.019-79[38]

## **6.3 Анализ вредных производственных факторов и обоснование мероприятий по их устранению**

### **6.3.1 Отклонение показателей микроклимата на открытом воздухе**

Климат данного района континентальный, зима суровая, холодная и продолжительная, лето короткое, теплое. Также короткие и переходные сезоны – осень и весна, наблюдаются поздние весенние и ранние осенние заморозки, резкие колебания температуры в течение года и даже суток.

Источником формирования данного вредного производственного фактора могут являться плохие метеорологические условия, в результате которых возможно отклонение показателей микроклимата в рабочей зоне. Отклонение показателей микроклимата может привести к ухудшению общего самочувствия рабочего.

Нормирование параметров на открытых площадках не производится, но определяются конкретные мероприятия по снижению неблагоприятного воздействия их на организм рабочего. При отклонении показателей микроклимата на открытом воздухе, рабочие должны быть обеспечены средствами индивидуальной защиты, которые предусмотрены отраслевыми нормами и соответствуют времени года.

Работающие в зимний период года должны быть обеспечены спецодеждой с теплозащитными свойствами. При температуре воздуха - 40°С и ниже необходима защита органов дыхания и лица. В летний период работающие должны быть обеспечены головными уборами исключаящие перегрев головы от солнечных лучей.

При определенной температуре воздуха и скорости ветра в холодное время работы приостанавливаются в соответствии с ГОСТ 12.1.005–88\*[33] (см. таблицу 6.2).

Таблица 6.2 – Работы на открытом воздухе приостанавливаются при погодных условиях.

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
Более 20,0	0

Оптимальный климат характеризуется сочетанием таких параметров, которые обуславливают сохранение нормального функционального состояния организма. В зимний и летний период при работе на открытом воздухе для предотвращения перегрева или переохлаждения рабочие должны быть обеспечены средствами индивидуальной защиты, которые предусмотрены отраслевыми нормами и соответствуют времени года. Использование сезонной одежды.

### **6.3.2 Превышение уровней шума на рабочем месте**

При производстве работ шум на рабочем месте может создаваться различным работающим оборудованием: машинами (КАМАЗ, ЗИЛ, КраЗ), трубоукладчиками и бульдозерами, устройствами для холодной врезки, полевыми машинами для изоляции трубопровода.

Шумом называется беспорядочное сочетание звуков различной частоты. Рабочие должны находиться в наушниках, так как длительное воздействие шума оказывает вредное воздействие на организм человека. Действие шума ухудшает условия труда: затрудняет разборчивость речи, повышает утомляемость рабочих.

Нормирование уровней шума в производственных условиях осуществляется по ГОСТ 12.1.003-83 [34]. Согласно [34] эквивалентный уровень шума не должен превышать 80 дБ. Допустимые уровни звукового давления и эквивалентного уровня звука по ГОСТ 12.1.003-83 [34] представлены в таблице 6.3

Таблица 6.3 – Допустимые уровни звукового давления и эквивалентного уровня звука

Рабочие места	Уровни звукового давления, дБ, в октавных полосах со среднегеометрическими частотами, Гц									Эквивалентные уровни звука, дБ
	31,5	63	125	250	500	1000	2000	4000	8000	
Постоянные рабочие места и рабочие зоны в производственных помещениях и на территории предприятий	107	94	87	82	78	75	73	71	70	80

Для предотвращения негативного воздействия шума на рабочих используются средства коллективной и индивидуальной защиты.

Коллективные средства защиты:

- борьба с шумом в самом источнике;
- борьба с шумом на пути распространения (экранирование рабочей зоны (постановкой перегородок, диафрагм), звукоизоляция).

Средства индивидуальной защиты:

- наушники; ушные вкладыши, в соответствии с [34].

### **6.3.3 Повышенная запыленность и загазованность воздуха рабочей зоны**

Источники возникновения запыленности и загазованности воздуха на месте производства работ могут служить оборудование и различная техника, такая как: экскаваторы, бульдозеры, краны.

На месте проведения газоопасных работ согласно наряда-допуска должен быть организован контроль воздушной среды, но не реже одного раза в час, по первому требованию работника, после каждого перерыва в работе, перед началом и после окончания работ.

Концентрация пыли и сероводорода в воздухе рабочей зоны не должно превышать предельно допустимых концентраций (ПДК). Предельно

допустимая концентрация пыли, как вещества умеренно опасного, в воздухе рабочей зоны составляет 1,1-10 мг/м<sup>3</sup>, для сероводорода (H<sub>2</sub>S) 10 мг/м<sup>3</sup> [33].

При работе с вредными веществами персонал должен быть обеспечен всеми средствами индивидуальной защиты. Если место проведения работ находится там, где концентрация вредных веществ в воздухе может превышать ПДК, то персонал должен быть обеспечен соответствующими противогазами. При загазованности траншеи или котлована в результате утечки паров углеводородов необходимо остановить работы, вывести людей из рабочей зоны до выявления причин загазованности, и устранения их [35].

Для предотвращения запыленности и загазованности воздуха в местах производства работ необходимо контролировать работу оборудования и техники: работать должны только техника и оборудование, задействованные в производстве работ. Уменьшение запыленности и загазованности воздуха достигается за счет регулярной вентиляции рабочей зоны приточными вентиляторами.

#### **6.3.4 Повреждения, в результате контакта с животными и насекомыми**

Район производства работ относится к лесным ландшафтам, в связи с чем существует опасность повреждений при контакте с дикими животными, кровососущими насекомыми и клещами. Для допуска к производству работ обязательным требованием является вакцинация работников против клещевого энцефалита. Также работники должны быть полностью обеспечены спецодеждой и средствами индивидуальной защиты, так как основные работы производятся в летний период.

Новосибирская область относится к местам неблагоприятным по клещевому энцефалиту, поэтому к полевым работам в весенне-летний период допускаются только лица, привитые против клещевого энцефалита. Также каждый работник должен быть обеспечен средствами индивидуальной защиты от клещей: репеллентами и акарицидами (для пропитки одежды и смазывания открытых участков тела). При проведении работ в весенне-

летний период необходимо регулярно осматривать одежду, также не реже 2-х раз в течение рабочего дня проводить осмотры тела (во время перерыва и по окончании рабочего дня) [32]. Обнаруженных клещей необходимо снять и сжечь.

При укусе клеща его необходимо немедленно удалить и обработать место укуса настойкой йода, сообщить об укусе старшему по работе и незамедлительно обратиться в пункт серопрфилактики для введения иммуноглобулина. Также по факту укуса составляется акт произвольной формы, в котором указывается место, время и работа, при выполнении которой произошел укус.

### **6.3.5 Недостаточная освещенность рабочей зоны**

Электрическое освещение строительных площадок и участков подразделяется на рабочее, аварийное, эвакуационное и охранное [36].

При наступлении темноты участки работ, рабочие места, проезды и проходы к ним должны быть освещены:

- не менее 10 люкс при выполнении земляных работ;
- не менее 100 люкс на рабочем месте при выполнении монтажных и изоляционных работ;
- не менее 2 люкс на проездах в пределах рабочей площадки;
- не менее 5 люкс в проходах к месту производства работ.

Освещенность должна быть равномерной, без слепящего действия осветительных приспособлений на работающих. При выполнении газоопасных работ для освещения рабочих мест должны использоваться светильники во взрывозащищенном исполнении

При производстве работ по капитальному ремонту магистрального газопровода необходимо предусматривать общее равномерное освещение для участков работ и стройплощадок. Освещенность должна быть не менее 2 лк, а при подъеме или перемещении грузов освещенность места работ должна быть не менее 5 лк при работе вручную или не менее 10 лк при работе с помощью машин и механизмов.

## **6.4 Анализ опасных производственных факторов и обоснование мероприятий по их устранению**

Опасными производственными факторами называются факторы, способные при определенных условиях вызывать острое нарушение здоровья и гибели человека.

### **6.4.1 Пожаро- и взрывоопасность**

Предотвращение пожаров и взрывов можно обеспечивать различными способами и средствами:

- технологическим;
- строительными;
- организационно-техническими.

Повышенное внимание при обеспечении пожаро- и взрывобезопасности уделяется пожарной профилактике.

Опасные факторы, воздействующие на людей при пожаре:

1. Высокая температура воздуха или отдельных предметов;
2. Открытый огонь и искры;
3. Низкое содержание кислорода в воздухе;
4. Взрывы;
5. Токсичность продуктов сгорания, дым и т.п.

Основными источниками возникновения пожаров могут быть различное оборудование и устройства электропитания, в которых в результате различных нарушений и неисправностей образуются перегретые элементы, электрические искры, способные вызвать возгорание горючих материалов, короткие замыкания, различные перегрузки. Источниками взрыва могут быть газопровод под давлением, а также газовые баллоны, используемые при производстве работ.

Результатами негативного воздействия пожара и взрыва на организм человека являются ожоги различной степени тяжести, повреждения, а также не исключен летальный исход.



При ожогах различной степени тяжести необходимо оказать первую помощь пострадавшему. При легком или среднем ожоге нужно оказать следующую медицинскую помощь: охладить пораженную часть тела, а также защитить от попадания возможной инфекции. При ожоге тяжелой степени пострадавшего необходимо вынести из зоны действия пламени или высокой температуры, при отсутствии пульса или дыхания провести реанимацию, кожу вокруг ожога продезинфицировать, а на обожженную поверхность наложить стерильную повязку.

Согласно санитарным нормам, в соответствии с ГОСТ 51330.19-99 [43] нижний концентрационный предел распространения (НКПР) пламени  $\text{CH}_4$  (метана)  $29000 \text{ мг/м}^3$ .

Предельно-допустимая взрывоопасная концентрация (ПДВК) на рабочем месте составляет до 5% от НКПР и равна приблизительно  $1450 \text{ мг/м}^3$ .

Средства тушения пожара на участке производства работ: огнетушители, сухой песок, асбестовые одеяла, вода, также при проведении огневых работ на магистральном газопроводе в двух и более местах необходимо привлекать пожарные машины.

Во избежание взрыва на участке производства работ должен осуществляться постоянный контроль давления в трубопроводе, а также каждые пол часа необходимо производить замер газовой смеси, с помощью газоанализатора.

#### **6.4.2 Электрический ток**

Источником поражения электрическим током могут являться плохо изолированные токопроводящие части, провода, от сварочного аппарата, или дизельного электродвигателя. Известно, что поражение человека электрическим током возможно лишь при замыкании электрической цепи через тело человека, то есть при прикосновении человека к сети не менее чем в двух точках в соответствии с ГОСТ 12.1.019–79[38].

Опасное воздействие на людей электрического тока проявляется в виде электротравм (ожоги, металлизация кожи, механические повреждения), электрического удара и профессиональных заболеваний.

Основной опасностью при поражении электрическим током являются ожоги разной степени тяжести. По способу получения различают 2 основных вида электроожогов: токовый (контактный) – возникает непосредственно при контакте человека с токоведущей частью, когда электрический ток проходит через тело; дуговой – обусловлен тепловым воздействием электрической дуги на тело человека: такие ожоги обычно серьезные и глубокие.

При ожогах, вызванных поражением электрическим током, необходимо оказать первую помощь пострадавшему. В первую очередь необходимо прекратить воздействие тока на человека, далее, если человек в сознании, расспросить о самочувствии и доставить в больницу. Если человек находится без сознания необходимо проверить пульс и дыхание, при их отсутствии выполнить реанимационные действия. Также необходимо произвести осмотр тела пострадавшего, места ожогов при контакте с электричеством прикрыть бинтом или марлей, для обеспечения стерильности.

Степень опасного воздействия на человека электрического тока зависит от:

- рода и величины напряжения и тока;
- частоты электрического тока;
- пути тока через тело человека;
- продолжительности воздействия на организм человека;
- силы тока;
- сопротивления
- условий внешней среды;
- подготовки персонала.

Значение напряжения в электрической цепи должно удовлетворять [38] и быть не более 50 мА.

Для защиты от поражения электрическим током применяют коллективные и индивидуальные средства.

Коллективные средства электрозащиты: изоляция токопроводящих частей (проводов) и ее непрерывный контроль, установка оградительных устройств, предупредительная сигнализация и блокировка, использование знаков безопасности и предупреждающих плакатов, применение малых напряжений, защитное заземление, зануление, защитное отключение.

Индивидуальные средства защиты: диэлектрические перчатки, инструменты с изолированными рукоятками, диэлектрические боты, изолирующие подставки в соответствии с [38].

## **6.5 Экологическая безопасность**

### **6.5.1 Литосфера**

При производстве работ по капитальному ремонту трубопровода почвенно-растительный покров является одним из объектов воздействия. Уничтожение растительного покрова является предпосылкой к развитию эрозионных процессов. По результатам отчета о выполненных инженерных изысканиях мощность плодородного слоя почвы на участке производства работ составляет 0,5 - 0,4м.

Работы, связанные с нарушением плодородного слоя почвы, будут происходить в результате непосредственного механического воздействия на территорию:

- при разработке траншеи на участке ремонта трубопровода;
- при проезде строительной техники.

При выполнении земляных работ и передвижении строительной техники произойдет нарушение рельефа и уплотнение грунта. Нарушения рельефа при разработке траншеи на участке ремонта носят временный характер.

Комплекс мероприятий по технической рекультивации на землях, отведенных для производства работ, должен быть направлен на сохранение плодородного слоя почвы, предотвращение развития деградационных

процессов в нарушенных почвах и создание условий для их быстрого восстановления.

Техническая рекультивация предусматривает выполнение следующих видов работ:

- снятие плодородного слоя почвы мощностью 0,45 м бульдозером, с перемещением во временный отвал;
- складирование снятого плодородного слоя почвы во временный отвал, находящийся в пределах полосы отвода земель;
- засыпка и послойная трамбовка или выравнивание рытвин, возникших в процессе производства работ;
- уборка бытового и строительного мусора, удаление со строительной полосы всех временных устройств;
- засыпка траншеи трубопровода грунтом с отсыпкой валика, обеспечивающего создание ровной поверхности после уплотнения грунта;
- возвращение и равномерное распределение плодородного слоя почвы на площади снятия, при этом мощность слоя восстановления равна мощности снятого плодородного слоя;
- окончательная планировка строительной полосы после окончания работ для восстановления естественного стока.

Для восстановления плодородного слоя почвы должен быть проведен комплекс мероприятий по биологической рекультивации.

Все работы по рекультивации земель необходимо проводить в соответствии с ГОСТ 17.5.3.04-83 «Охрана природы. Земли. Общие требования к рекультивации земель». [38]

### **6.5.2 Гидросфера**

При проведении ремонтных работ в воду может попасть бытовой и строительный мусор, хозяйственно-бытовые и фекальные стоки, также возможно попадание нефтепродуктов в водные объекты [38].

При проведении работ по капитальному ремонту газопровода необходимо обеспечить следующие мероприятия по охране водных ресурсов:

- организация системы водопотребления и водоотведения, контроль за рациональным использованием водных ресурсов и недопущением использования их не по назначению;
- организация транспортной схемы;
- устройство площадок для заправки техники, исключающих попадание нефтепродуктов на прилегающую территорию и в водный объект;
- вынос площадок базирования и заправки техники за пределы водоохраной и рыбоохранной зон водного объекта;
- размещение туалетных кабинок для обеспечения санитарно-гигиенических нужд работающих на строительном участке;
- исключение сброса в водный объект хозяйственно-бытовых и фекальных стоков путем их вывоза на утилизацию по договору;
- организованный сбор и вывоз на утилизацию бытового и строительного мусора;
- исключение неорганизованных съездов к водному объекту.

### **6.5.3 Атмосферы**

Отрицательное воздействие загрязнителей воздуха обуславливается их токсическими и раздражительными свойствами. При обустройстве и эксплуатации проектируемых объектов загрязнение атмосферы предполагается в результате выделения: легких фракций углеводородов и серы от технологического оборудования.

В период производства строительно-монтажных работ источниками выделения загрязняющих веществ в атмосферный воздух являются строительно-монтажная площадка и бытовой городок.

При проведении работ по капитальному ремонту газопровода необходимо обеспечить следующие мероприятия по охране атмосферного воздуха:

- рассредоточение во времени работы техники и оборудования, не задействованных в едином непрерывном технологическом процессе;
- организация транспортной схемы доставки-вывоза строительных материалов и отходов, запрет работы техники на форсированных режимах;
- соблюдение периодичности планово-предупредительных ремонтов и регламента по обследованию состояния машин и оборудования;
- заправка всех транспортных средств горюче-смазочными материалами на специально оборудованном пункте по «герметичной» схеме, исключающей попадание летучих компонентов в окружающую среду;
- соблюдение технологии и обеспечение качества выполняемых работ;
- применение защитных брезентовых кожухов для грузовых автомобилей, перевозящих навалом строительный мусор и сыпучие материалы, для исключения падения перевозимого груза на дорогу и пылевыведения при перевозке.

С целью эффективного рассеивания природного газа в атмосфере его сброс следует выполнять в минимально возможные временные интервалы. Разрешение на выбросы природного газа оформляет эксплуатирующая организация в соответствии и с соблюдением установленных норм существующего на предприятии ПДВ.

#### **6.5.4 Обращение с отходами**

В период производства строительного-монтажных работ предполагается образование:

- отходов от персонала строительной организации;
- отходов строительного производства.

Образующиеся отходы складываются на организованные подрядной организацией площадки временного хранения, обустроенные в соответствии с требованиями СанПиН 2.2.2776-10 [40], с последующей передачей на утилизацию или захоронение специализированным организациям, имеющим

лицензии на данный вид деятельности, на основании заключенных договоров.

Строительная колонна должна быть оснащена передвижным оборудованием – мусоросборниками с крышками для сбора строительных отходов и мусора на трассе и емкостями для сбора отработанных материалов. Ответственность за проведение работ по сбору строительных отходов возлагается на начальника колонны. Все отходы по окончании производства работ подлежат размещению на полигоне ТБО.

При проведении строительных работ сбор твердого бытового мусора и отходов строительного производства, а также жидких бытовых отходов, осуществляется с погрузкой в автотранспорт и вывозом.

Мероприятия и предписания по сбору, использованию, обезвреживанию, транспортировке и размещению опасных отходов:

- установка 2 металлических контейнеров стандартного типа, для временного накопления строительных отходов на территории бытового городка;
- передача образующихся отходов для утилизации специализированным лицензированным организациям;
- контейнеры должны быть безопасны в плане утечек и россыпи;
- механизация погрузки отходов в специализированный транспорт, вывозящий отходы для последующего размещения;
- осуществление регулярного вывоза отходов, не допуская разложения и переполнения мусорных контейнеров;
- осуществление транспортировки отходов способами, исключающими возможность их потерь, создания аварийных ситуаций, причинение вреда окружающей среде, здоровью людей, хозяйственным и иным объектам.

## **6.6 Безопасность в чрезвычайных ситуациях**

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

Главная задача при чрезвычайных ситуациях – защита населения от возможных средств поражения. Выполнение этой задачи достигается укрытием населения в защитных сооружениях, эвакуацией из городов и обеспечением индивидуальными средствами защиты от оружия массового поражения.

В современных условиях защита осуществляется путем проведения комплекса мероприятий, включающих в себя три способа защиты:

- укрытие людей в защитных сооружениях;
- рассредоточение и эвакуация;
- обеспечение индивидуальными средствами защиты;

Чрезвычайные ситуации на трубопроводном транспорте могут возникнуть по различным причинам, например:

- паводковые наводнения;
- лесные пожары;
- террористические акты;
- по причинам техногенного характера (аварии) и др.

Наиболее вероятные чрезвычайные ситуации на трубопроводном транспорте – это ЧС по причинам техногенного характера (аварии).

Возможными причинами аварий могут быть:

- ошибочные действия персонала при производстве работ;
- отказ приборов контроля и сигнализации;
- отказ электрооборудования и исчезновение электроэнергии;



- производство ремонтных работ без соблюдения необходимых организационно-технических мероприятий;
- старение оборудования (моральный или физический износ);
- коррозия оборудования;
- гидравлический удар;
- факторы внешнего воздействия (ураганы, удары молнией и др.) [41]

Наиболее распространенными источниками возникновения чрезвычайных ситуаций техногенного характера являются пожары и взрывы, которые происходят на промышленных объектах; на объектах добычи, хранения, транспортировки и переработки легковоспламеняющихся, горючих и взрывчатых веществ.

При угрозе взрыва следует лечь на живот, защищая голову руками. Если произошел взрыв, принять меры к недопущению пожара и паники; оказать первую помощь пострадавшим.

Каждый работник при обнаружении очага загорания или признаков горения (задымление, запах гари, повышение температуры и т. п.) должен:

1. Незамедлительно сообщить об этом в службу пожарной охраны, при этом назвать наименование объекта, место взрыва, пожара, а также свою фамилию.
2. Принять меры по эвакуации людей, тушению пожара и сохранности материальных ценностей.

Требования по использованию первичных средств пожаротушения: Углекислотные огнетушители (ОУ-2, ОУ-3, ОУ-5, ОУ-6, ОУ-7 и т. д.) предназначены для тушения загораний различных горючих веществ, за исключением тех, горение которых происходит без доступа воздуха. Огнетушащее вещество - двуокись углерода. Для приведения в действие углекислотных огнетушителей необходимо раструб направить на горящий предмет, сорвать пломбу, выдернуть чеку, нажать на рычаг (или повернуть маховик вентиля влево до отказа), направить струю на пламя. Держать огнетушитель вертикально, переворачивать его не требуется. Во избежание

обмороживания не касаться металлической части раструба оголенными частями тела.

Внутренние пожарные краны (ПК) предназначены для подачи воды при тушении твердых сгораемых материалов и горючих жидкостей. Внутренний ПК вводится в работу двумя работниками: один прокладывает рукав и держит наготове пожарный ствол для подачи воды в очаг горения, второй – проверяет подсоединение пожарного рукава ПК и открывает вентиль для поступления воды.

Асбестовое полотно, войлок (кошма) используются для тушения небольших очагов загорания любых веществ и материалов, горение которых не может происходить без доступа воздуха. Очаг загорания накрывается асбестовым или войлочным полотном для прекращения доступа воздуха.

Песок применяется для механического сбивания пламени, и изоляции горящего или тлеющего материала от доступа воздуха. Подается в очаг пожара лопатой или совком.

С целью предотвращения чрезвычайных ситуаций, связанных с возникновением взрывов или пожаров необходимо применить следующие меры безопасности:

- перед началом работ в ремонтном котловане переносным газоанализатором проверяется уровень загазованности воздушной среды, при этом содержание газов не должно превышать предельно – допустимой концентрации по санитарным нормам;
- работа разрешается только после устранения опасных условий, в процессе работы следует периодически контролировать загазованность, а в случае необходимости обеспечить принудительную вентиляцию;
- для обеспечения пожаро- и взрывобезопасности работники должны быть оснащены спецодеждой, спецобувью и другими средствами индивидуальной защиты (очки, перчатки, каски и т.д.), которые предусмотрены типовыми и отраслевыми нормами.

## **6.7 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности**

Условия труда по степени вредности и (или) опасности подразделяются на четыре класса - оптимальные, допустимые, вредные и опасные условия труда. Условия труда при капитальном ремонте трубопровода являются допустимыми. Допустимыми условиями труда (2 класс) являются условия труда, при которых на работника воздействуют вредные и (или) опасные производственные факторы, уровни воздействия которых не превышают уровни, установленные нормативами (гигиеническими нормативами) условий труда, а измененное функциональное состояние организма работника восстанавливается во время регламентированного отдыха или к началу следующего рабочего дня (смены).

Работа производится вахтовым методом. Вахтовый метод – особая форма осуществления трудового процесса вне места постоянного проживания работников, когда не может быть обеспечено ежедневное их возвращение к месту постоянного проживания. Вахтовый метод применяется при значительном удалении места работы от места постоянного проживания работников или места нахождения работодателя в целях сокращения сроков строительства, ремонта или реконструкции объектов производственного, социального и иного назначения в необжитых, отдаленных районах или районах с особыми природными условиями, а также в целях осуществления иной производственной деятельности. Продолжительность вахты не должна превышать одного месяца. В исключительных случаях на отдельных объектах продолжительность вахты может быть увеличена работодателем до трех месяцев. Лицам, выполняющим работы вахтовым методом, за каждый календарный день пребывания в местах производства работ в период вахты, а также за фактические дни нахождения в пути от места нахождения работодателя (пункта сбора) до места выполнения работы и обратно выплачивается взамен суточных надбавка за вахтовый метод работы. [45]

Для всех рабочих должны быть созданы условия, обеспечивающие нормальную жизнедеятельность организма и нормальные условия труда и отдыха. Охрану труда рабочих следует обеспечивать путем выдачи администрацией необходимых средств индивидуальной защиты (специальной одежды, обуви и др.), выполнения мероприятий по коллективной защите рабочих (ограждения, освещение, вентиляция, защитные и предохранительные устройства и приспособления и др.), установки санитарно-бытовых помещений и устройств в соответствии с действующими нормами и характером выполняемых работ. [47]

## **Заключение**

Повышение надежности и долговечности службы магистральных трубопроводов в основном зависят от своевременного и качественно проведенного капитального ремонта. В последние годы можно отметить значительное увеличение объема капитального ремонта линейной части магистральных газопроводов.

В связи с этим необходимо выбрать эффективную и экономически целесообразную технологию проведения ремонтных работ. Успешно выбранная технология позволяет повысить срок службы и время безаварийной работы трубопровода.

В представленной работе были выполнены следующие задачи:

1. Проанализированы существующие методы капитального ремонта магистрального газопровода, такие как метод сплошной переизоляции, метод полной замены трубы, а также метод выборочного ремонта трубы;
2. Выбран наиболее оптимальный метод капитального ремонта для участка длиной 25 км, которым является метод выборочного ремонта, но для участков с сильным износом труб целесообразно использовать метод полной замены трубы;
3. Рассмотрен порядок производства ремонтных работ МГ методом замены трубы;
4. Произведены технологические расчеты газопровода на прочность и устойчивость, а также проведен расчет безотказной работы участка газопровода до капитального ремонта, после капитального ремонта методом замены трубы и методом выборочного ремонта;
5. Произведен расчет стоимости производства работ при проведении капитального ремонта участка газопровода методом полной замены трубы;
6. Проанализированы мероприятия по защите окружающей среды и охране труда.

## Список использованной литературы

1. Семкин Д.С. Обоснование рациональных параметров и режимов работы оборудования для разработки грунта под магистральным трубопроводом: дис. канд. техн. наук/ Семкин Д.С.; Сибирская государственная автомобильно-дорожная академия (СибАДИ). – Омск. 2012, – 161 с.
2. СТО Газпром 2-2.3-231-2008 «Правила производства работ при капитальном ремонте линейной части магистральных газопроводов ОАО «ГАЗПРОМ» [Электронный ресурс]. – режим доступа к стр.: <http://www.norm-load.ru/SNiP/Data1/58/58460/index.htm> (дата обращения: 10.05.17)
3. ВСН 39-1.10-006-2000 «Правила производства работ по выборочному капитальному ремонту магистральных газопроводов в различных природно-климатических условиях» [Электронный ресурс]. – режим доступа к стр.: [http://gostbank.metaltorg.ru/data/norms\\_new/vsn/88.pdf](http://gostbank.metaltorg.ru/data/norms_new/vsn/88.pdf) (дата обращения: 10.05.17)
4. ВСН 39-1.10-001-99 «Инструкция по ремонту дефектных труб магистральных газопроводов полимерными композиционными материалами» [Электронный ресурс]. – режим доступа к стр.: [https://www.ohranatruda.ru/ot\\_biblio/normativ/data\\_normativ/8/8046/](https://www.ohranatruda.ru/ot_biblio/normativ/data_normativ/8/8046/) (дата обращения: 10.05.17)
5. СТО Газпром 2-3.5-454-2010. Правила эксплуатации магистральных газопроводов. [Электронный ресурс]. – режим доступа к стр.: <http://lucnefteavtomatika.ru/d/743966/d/pravilaekspluatatsiimagistralnykhgazoprovodov.pdf> (дата обращения: 11.05.17).
6. Крылов П.В. Разработка методов усовершенствования поточного производства капитального ремонта магистральных газопроводов: дис. канд. техн. наук/ Крылов П.В.; «Научно-исследовательский институт природных газов и газовых технологий -ВНИИГАЗ». – Москва. 2011, – 183 с.
7. Малков А.Г. Методы ремонта газопроводов с применением труб, бывших в эксплуатации: дис. канд. техн. наук/ Малков А.Г.; «Научно-

исследовательский институт природных газов и газовых технологий - ВНИИГАЗ». – Москва, 2009. – 153 с.

8. Усанов Р.Р. Разработка и внедрение технологии ремонта магистральных газопроводов больших диаметров с подъемом в траншеи: дис. канд. техн. наук/ Усанов Р.Р.; «ООО «Газпром трансгаз Уфа». – Уфа. 2014, – 140 с.

9. Салюков В.В. Разработка технологических решений для капитального ремонта магистральных газопроводов: дис. канд. техн. наук/ Салюков В.В.; «Управление по транспортировке газа и газового конденсата ОАО «Газпром» и ДОО «Оргэнергогаз». – Москва, 2014. – 353 с.

10. ГОСТ 25100-2011 Грунты. Классификация [Электронный ресурс]. – режим доступа к стр.: [http://www.geogr.msu.ru/cafedra/geom/uchd/materialy/spetzkurs/gost\\_25100\\_2011.pdf](http://www.geogr.msu.ru/cafedra/geom/uchd/materialy/spetzkurs/gost_25100_2011.pdf) (дата обращения: 10.05.17)

11. ГОСТ 20522-2012 Грунты. Методы статистической обработки результатов испытаний [Электронный ресурс]. – режим доступа к стр.: <http://www.fuad-ural.ru/newsdocs/Normdoc/%D0%93%D0%9E%D0%A1%D0%A2%2020522-96.pdf> (дата обращения: 10.05.17)

12. ГЭСН 2001 Государственные элементные сметные нормы на строительные работы [Электронный ресурс]. – режим доступа к стр.: [https://ohranatruda.ru/ot\\_biblio/normativ/data\\_normativ/55/55931/](https://ohranatruda.ru/ot_biblio/normativ/data_normativ/55/55931/) (дата обращения: 10.05.17)

13. СП 11-105-97 Инженерно-геологические изыскания для строительства. Часть I. Общие правила производства работ [Электронный ресурс]. – режим доступа к стр.: <http://docs.cntd.ru/document/1200007405> (дата обращения: 10.05.17)

14. СТО ГАЗПРОМ 14-2005 Типовая инструкция по безопасному проведению огневых работ на газовых объектах ОАО "Газпром" [Электронный ресурс]. – режим доступа к стр.:

[https://ohranatruda.ru/ot\\_biblio/normativ/data\\_normativ/48/48121/index.php](https://ohranatruda.ru/ot_biblio/normativ/data_normativ/48/48121/index.php) (дата обращения: 10.05.17)

15. ВСН 008-88 Строительство магистральных и промысловых трубопроводов. Противокоррозионная и тепловая изоляция [Электронный ресурс]. – режим доступа к стр.: [https://www.ohranatruda.ru/ot\\_biblio/normativ/data\\_normativ/6/6684/](https://www.ohranatruda.ru/ot_biblio/normativ/data_normativ/6/6684/) (дата обращения: 10.05.17)

16. СП 86.13330.2012 Магистральные трубопроводы. Актуализированная редакция СНиП III-42-80 [Электронный ресурс]. – режим доступа к стр.: <http://docs.cntd.ru/document/1200102566> (дата обращения: 10.05.17)

17. СТО Газпром 2-2.1-131-2007 Инструкция по применению стальных труб на объектах газовой промышленности [Электронный ресурс]. – режим доступа к стр.: [https://www.ohranatruda.ru/ot\\_biblio/normativ/data\\_normativ/55/55170/](https://www.ohranatruda.ru/ot_biblio/normativ/data_normativ/55/55170/) (дата обращения: 10.05.17)

18. СТО Газпром 2-2.1-249-2008 Магистральные газопроводы [Электронный ресурс]. – режим доступа к стр.: <http://www.norm-load.ru/SNiP/Data1/58/58462/index.htm> (дата обращения: 10.05.17)

19. СНиП 2.05.06-85\* Магистральные трубопроводы [Электронный ресурс]. – режим доступа к стр.: <http://docs.cntd.ru/document/871001207p> (дата обращения: 10.05.17)

20. СП 86.13330.2012 Магистральные трубопроводы. Актуализированная редакция СНиП III-42-80 [Электронный ресурс]. – режим доступа к стр.: <http://docs.cntd.ru/document/1200102566> (дата обращения: 10.05.17)

21. СП 104-34-96 «Свод правил по сооружению линейной части газопроводов. Производство земляных работ» [Электронный ресурс]. – режим доступа к стр.: [http://tehlit.ru/1lib\\_norma\\_doc/5/5816/index.htm](http://tehlit.ru/1lib_norma_doc/5/5816/index.htm) (дата обращения: 10.05.17)

22. СП 48.13330.2011 «Организация строительства» [Электронный ресурс]. –



- режим доступа к стр.:  
<http://www.npmaap.ru/possnips/svactsn/sp48133302011.html> (дата обращения: 10.05.17)
23. СП 45.13330.2012 «Земляные сооружения, основания и фундаменты» [Электронный ресурс]. – режим доступа к стр.:  
<http://docs.cntd.ru/document/1200092708> (дата обращения: 10.05.17)
24. СТО Газпром 2-2.1-413-2010 «Схемы комплексной механизации капитального ремонта линейной части магистральных газопроводов в различных природно-климатических условиях с учетом технико-экономических показателей» [Электронный ресурс]. – режим доступа к стр.:  
<http://efronknigi.ru/kniga/-21-394864/> (дата обращения: 10.05.17)
25. СТО Газпром 2-2.2-136-2007 Инструкция по технологиям сварки при строительстве и ремонте промысловых и магистральных газопроводов [Электронный ресурс]. – режим доступа к стр.:  
<http://www.gosthelp.ru/text/STOGazprom2221362007Instr.html> (дата обращения: 10.05.17)
26. СТО Газпром 2-2.2-382-2009 Магистральные газопроводы. Правила производства и приемки работ при строительстве сухопутных участков газопроводов, в том числе в условиях Крайнего Севера [Электронный ресурс]. – режим доступа к стр.:  
<http://elima.ru/docs/?id=6264> (дата обращения: 10.05.17)
27. ГОСТ 9.602-2005 Единая система защиты от коррозии и старения. Сооружения подземные [Электронный ресурс]. – режим доступа к стр.:  
<http://docs.cntd.ru/document/1200042293> (дата обращения: 10.05.17)
28. ВСН 009-88 Строительство магистральных и промысловых трубопроводов [Электронный ресурс]. – режим доступа к стр.:  
[https://www.ohranatruda.ru/ot\\_biblio/normativ/data\\_normativ/6/6998/](https://www.ohranatruda.ru/ot_biblio/normativ/data_normativ/6/6998/) (дата обращения: 10.05.17)
29. СТО Газпром 2-3.5-354-2009 Порядок проведения испытаний магистральных газопроводов в различных природно-климатических условиях

- [Электронный ресурс]. – режим доступа к стр.: <http://elima.ru/docs/?id=6252>  
(дата обращения: 10.05.17)
30. СНиП III-42-80\*. Магистральные трубопроводы [Электронный ресурс]. – режим доступа к стр.: <http://docs.cntd.ru/document/871001209> (дата обращения: 10.05.17)
31. ГОСТ 12.4.010-75 Система стандартов безопасности труда. Средства индивидуальной защиты. Рукавицы специальные. Технические условия [Электронный ресурс]. – режим доступа к стр.: <http://docs.cntd.ru/document/1200003070> (дата обращения: 11.04.17).
32. ГОСТ 12.0.003-74 ССБТ. Опасные и вредные производственные факторы. Классификация. [Электронный ресурс]. – режим доступа к стр.: [https://znaytovar.ru/gost/2/GOST\\_12000374\\_SSBT\\_Opasnye\\_i\\_v.html](https://znaytovar.ru/gost/2/GOST_12000374_SSBT_Opasnye_i_v.html) (дата обращения: 11.04.17).
33. ГОСТ 12.1. 005-88\* //Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны. М.: Изд-во стандартов. – 1991– 33 с.
34. ГОСТ 12.1.003-83 ССБТ. Шум. Общие требования безопасности [Электронный ресурс]. – режим доступа к стр.: <http://docs.cntd.ru/document/5200291> (дата обращения: 11.04.17)
35. ВСН 014-89. Строительство магистральных и промысловых трубопроводов. Охрана окружающей среды. – М.: Миннефтегазстрой, 1990. – 92 с.
36. СТО Газпром 2-2.3-116-2007 Инструкция по технологии производства работ на газопроводах врезкой под давлением [Электронный ресурс]. – режим доступа к стр.: [https://www.ohranatruda.ru/ot\\_biblio/normativ/data\\_normativ/54/54462/index.php](https://www.ohranatruda.ru/ot_biblio/normativ/data_normativ/54/54462/index.php) (дата обращения: 25.05.17)
37. ВСН 012-88. Строительство магистральных и промысловых трубопроводов. Контроль качества и приемка работ. – М.: Миннефтегазстрой, 1990. – 78 с

38. ГОСТ 12.1.019-79 Система стандартов безопасности труда. Электробезопасность. Общие требования и номенклатура видов защиты. Электронный ресурс]. – режим доступа к стр.: <http://docs.cntd.ru/document/5200302> (дата обращения: 17.04.17)
39. ГОСТ 17.5.3.04-83 Охрана природы. Земли. Общие требования к рекультивации земель[Электронный ресурс]. – режим доступа к стр.: <http://docs.cntd.ru/document/1200003393> (дата обращения: 17.04.17)
40. СанПиН 2.2.2776-10 «Гигиенические требования к оценке условий труда при расследовании случаев профессиональных заболеваний». – М., 2010 –. 42 с
41. СТО Газпром 2-3.5-454-2010. Правила эксплуатации магистральных газопроводов. Электронный ресурс]. – режим доступа к стр.: <http://lucnefteavtomatika.ru/d/743966/d/pravilaekspluatatsiimagistralnykhgazoprovodov.pdf> (дата обращения: 11.04.17).
42. РД 153-39.4-114-01. Правила ликвидации аварий и повреждений на магистральных нефтепроводах. [Электронный ресурс]. – режим доступа к стр.: [http://www.znaytovar.ru/gost/2/RD\\_15339411401\\_Pravila\\_likvida.html](http://www.znaytovar.ru/gost/2/RD_15339411401_Pravila_likvida.html) (дата обращения: 11.04.17).
43. ГОСТ 51330.19-99. Электрооборудование взрывозащищенное. Данные по горючим газам и парам, относящиеся к эксплуатации электрооборудования. [Электронный ресурс]. – режим доступа к стр.: <http://docs.cntd.ru/document/gost-r-51330-19-99> (дата обращения: 11.04.17).
44. ОСТ «Правила безопасности для магистральных трубопроводов». [Электронный ресурс]. – режим доступа к стр.: <http://www.normacs.ru/Doclist/doc/V8KQ.html> (дата обращения: 14.04.17).
45. Трудовой кодекс Российской Федерации, Глава 47. Особенности регулирования труда лиц, работающих вахтовым методом.
46. ГОСТ 17.1.3.13-86 Охрана природы. Гидросфера. Общие требования к охране поверхностных вод от загрязнения [Электронный ресурс]. – режим

доступа к стр.: <http://docs.cntd.ru/document/1200003200> (дата обращения: 17.04.17)

47. ВСН 51-1-97 Правила производства работ при капитальном ремонте магистральных [Электронный ресурс]. – режим доступа к стр.: [https://znaytovar.ru/gost/2/VSN\\_51197\\_Pravila\\_proizvodstva.html](https://znaytovar.ru/gost/2/VSN_51197_Pravila_proizvodstva.html) (дата обращения: 18.04.17)

48. ВСН 39-1.10-006-2000 Правила производства работ по выборочному капитальному ремонту магистральных газопроводов в различных природно-климатических условиях [Электронный ресурс]. – режим доступа к стр.: <http://docs.cntd.ru/document/471809080> (дата обращения: 18.05.17)