

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

### БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

Тема работы
«Организация ремонтно-восстановительных работ по результатам проведения внутритрубной диагностики магистрального газопровода «Парабель-Кузбасс»

УДК 622.691.4.053-049.32

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б7А	Новикова Е.Ю.		11.06.2021

Руководитель ВКР

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
доцент ОНД	Брусник О.В.	К. П. Н.		11.06.2021

### КОНСУЛЬТАНТЫ ПО РАЗДЕЛАМ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
доцент ОСЭН	Клемашева Е.И.	К. Э. Н.		

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
старший преподаватель ООД	Фех А.И.			

### ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

Руководитель ООП	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
ОНД ИШПР	Брусник О.В.	К. П. Н.		

## РЕЗУЛЬТАТЫ ОБУЧЕНИЯ

По основной образовательной программе подготовки бакалавров

По направлению 21.03.01 «Нефтегазовое дело»

Код	Результат освоения ООП	Требования ФГОС ВО, СУОС, критериев АИОР, и/или заинтересованных сторон
P1	Применять базовые естественнонаучные, социально-экономические, правовые и специальные знания в области нефтегазового дела, самостоятельно учиться и непрерывно повышать квалификацию в течение всего периода профессиональной деятельности	<i>Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (УК(У)-1, УК(У)-2, УК(У)-3, УК(У)-6, УК(У)-7, ОПК(У)-1, ОПК(У)-2)</i>
P2	Решать профессиональные инженерные задачи на основе информационной и библиографической культуры с применением информационно-коммуникационных технологий и с учетом основных требований информационной безопасности	<i>Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (УК(У)-4, УК(У)-5, УК(У)-8, ОПК(У)-5, ОПК(У)-6)</i>
P3	Осуществлять и корректировать технологические процессы при эксплуатации и обслуживании оборудования нефтегазовых объектов	<i>Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (ПК(У)-1, ПК(У)-2, ПК(У)-3, ПК(У)-6, ПК(У)-7, ПК(У)-8, ПК(У)-10, ПК(У)-11)</i>
P4	Выполнять работы по контролю промышленной безопасности при проведении технологических процессов нефтегазового производства и применять принципы рационального использования природных ресурсов а также защиты окружающей среды в нефтегазовом производстве	<i>Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (ПК(У)-4, ПК(У)-5, ПК(У)-9, ПК(У)-12, ПК(У)-13, ПК(У)-14, ПК(У)-15)</i>
P5	Получать, систематизировать необходимые данные и проводить эксперименты с использованием современных методов моделирования и компьютерных технологий для решения расчетно-аналитических задач в области нефтегазового дела	<i>Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (ОПК(У)-4, ПК(У)-23, ПК(У)-24)</i>
P6	Использовать стандартные программные средства для составления проектной и рабочей и технологической документации в области нефтегазового дела	<i>Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (УК(У)-2, ОПК(У)-3, ОПК(У)-5, ОПК(У)-6, ПК(У)-25, ПК(У)-26)</i>
P7	Применять диагностическое оборудование для проведения	<i>Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (ОПК(У)-4, ОПК(У)-5, ПК(У)-9, ПК(У)-</i>

Код	Результат освоения ООП	Требования ФГОС ВО, СУОС, критериев АИОР, и/или заинтересованных сторон
	технического диагностирования объектов ЛЧМГ и ЛЧМН	14), требования профессионального стандарта 19.016 "Специалист по диагностике линейной части магистральных газопроводов".
Р8	Выявлять неисправности трубопроводной арматуры, камер пуска и приема внутритрубных устройств, другого оборудования, установленного на ЛЧМГ и ЛЧМН.	Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (ОПК(У)-5, ОПК(У)-6, ПК(У)-9, ПК(У)-11), требования профессионального стандарта 19.010 "Специалист по транспортировке по трубопроводам газа".
Р9	Владеть методами и средствами для выполнения работ по техническому обслуживанию, ремонту, диагностическому обследованию оборудования, установок и систем НППС.	Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (ОПК(У)-6, ОПК(У)-7, ПК(У)-4, ПК(У)-7, ПК(У)-13), требования профессионального стандарта 19.055 "Специалист по эксплуатации нефтепродуктоперекачивающей станции магистрального трубопровода нефти и нефтепродуктов".

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

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

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

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

В форме:

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

Студенту:

Группа	ФИО
2Б7А	Новиковой Екатерине Юрьевне

Тема работы:

«Организация ремонтно-восстановительных работ по результатам проведения внутритрубной диагностики магистрального газопровода «Парабель-Кузбасс»	
Утверждена приказом директора (дата, номер)	05.02.2021 г. №36-80/с

Срок сдачи студентом выполненной работы:	11.06.2021 г.
------------------------------------------	---------------

**ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:**

<p><b>Исходные данные к работе</b></p> <p><i>(наименование объекта исследования или проектирования; производительность или нагрузка; режим работы (непрерывный, периодический, циклический и т. д.); вид сырья или материал изделия; требования к продукту, изделию или процессу; особые требования к особенностям функционирования (эксплуатации) объекта или изделия в плане безопасности эксплуатации, влияния на окружающую среду, энергозатратам; экономический анализ и т. д.).</i></p>	<p>Объектом исследования в работе взят магистральный газопровод, а именно участок с дефектом магистрального газопровода «Парабель-Кузбасс» ООО «Газпром трансгаз Томск».</p> <p>Выбор оптимального метода и проведение ремонтных работ на участке магистрального газопровода «Парабель-Кузбасс».</p>
-----------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------	------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------

<p><b>Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов</b></p> <p><i>(аналитический обзор по литературным источникам с целью выяснения достижений мировой науки техники в рассматриваемой области; постановка задачи исследования, проектирования, конструирования; содержание процедуры исследования, проектирования, конструирования; обсуждение результатов выполненной работы; наименование дополнительных разделов, подлежащих разработке; заключение по работе).</i></p>	<p>Изучить нормативно-техническую документацию по проведению ремонта магистральных газопроводов. Проанализировать методы устранения дефектов на участке магистральных газопроводов. Привести соответствующие технологические расчеты, необходимые для ремонта магистрального газопровода выбранным методом. Разработать рекомендации по применению методов ремонта дефектов магистральных газопроводов.</p>
------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------	-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------

<p><b>Перечень графического материала</b> <i>(с точным указанием обязательных чертежей)</i></p>	<p>Рисунки, таблицы</p>
-----------------------------------------------------------------------------------------------------	-------------------------

**Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы**  
*(с указанием разделов)*

Раздел	Консультант
«Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»	Клемашева Е.И., доцент ОСГН
«Социальная ответственность»	Фех А.И., старший преподаватель ООД

<p><b>Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику</b></p>	<p>14.01.2021</p>
--------------------------------------------------------------------------------------------------------	-------------------

**Задание выдал руководитель:**

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
доцент ОНД	Брусник Олег Владимирович	к. п. н., доцент		14.01.2021

**Задание принял к исполнению студент:**

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б7А	Новикова Екатерина Юрьевна		14.01.2021

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

Студенту:

Группа	ФИО
2Б7А	Новиковой Екатерине Юрьевне

Школа	ИШПР	Отделение школы (НОЦ)	Отделение нефтегазового дела
Уровень образования	Бакалавриат	Направление/специальность	21.03.01 «Нефтегазовое дело»

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

1. Стоимость ресурсов научного исследования (НИ): материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих	Материальные затраты – 1061594,6 руб., амортизационные отчисления – 38952,1 руб., затраты на оплату труда – 35413,7 руб.
2. Нормы и нормативы расходования ресурсов	Районный коэффициент – 1,3 Северная надбавка – 50%
3. Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования	Ставка налога на прибыль 20%. Отчисления во внебюджетные фонды составляет 30,4 % от фонда оплаты труда

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

1. Оценка коммерческого потенциала, перспективности и альтернатив проведения НИ с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения	Оценка целесообразности ремонта трубопровода методом врезки катушки
2. Планирование и формирование бюджета научных исследований	Планирование бюджета на проведение выборочного ремонта дефектного участка МГ
3. Определение ресурсной (ресурсосберегающей), финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности исследования	Определение экономической эффективности выборочного ремонта трубопровода методом врезки катушкой

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

– График проведения работ

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

**Задание выдал консультант:**

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
доцент ОСГН ШБИП ТПУ	Клемашева Елена Игоревна	канд.экон.наук		

**Задание принял к исполнению студент:**

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б7А	Новикова Екатерина Юрьевна		

## ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»

Студенту:

<b>Группа</b>	<b>ФИО</b>
2Б7А	Новиковой Екатерине Юрьевне

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

Тема ВКР:

Организация ремонтно-восстановительных работ по результатам проведения внутритрубной диагностики магистрального газопровода «Парабель-Кузбасс»

**Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:**

<p>1. Характеристика объекта исследования (вещество, материал, прибор, алгоритм, методика, рабочая зона) и области его применения</p>	<p>Объект исследования: магистральный газопровод «Парабель-Кузбасс» Область применения: транспортировка газа и газового конденсата</p>
---------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------	--------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------

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

<p><b>1. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности:</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>– специальные (характерные при эксплуатации объекта исследования, проектируемой рабочей зоны) правовые нормы трудового законодательства;</li> <li>– организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>– ГОСТ Р 55989-2014. Магистральные газопроводы. Нормы проектирования на давление свыше 10 МПа. Основные требования;</li> <li>– СТО Газпром 14-2005 Типовая инструкция по безопасному проведению огневых работ на газовых объектах ОАО «Газпром»;</li> <li>– СНиП 2.05.06-85 Магистральные трубопроводы;</li> <li>– Трудовой кодекс Российской Федерации от 30.12.2001 №197-ФЗ (ред. от 09.03.2021) // Собрание законодательства РФ. – Глава 34, ст. 212. Обязанности работодателя по обеспечению безопасных условий и охраны труда.</li> </ul>
<p><b>2. Производственная безопасность:</b></p> <p>2.1. Анализ выявленных вредных и опасных факторов</p> <p>2.2. Обоснование мероприятий по снижению воздействия</p>	<p><b>Вредные факторы:</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>– повышенная запыленность и загазованность воздуха рабочей зоны;</li> <li>– повышенный уровень локальной вибрации;</li> <li>– превышение уровня шума;</li> <li>– отклонение показателей климата.</li> </ul> <p><b>Опасные факторы:</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>– движущиеся машины и механизмы;</li> <li>– электрический ток;</li> </ul>

	<ul style="list-style-type: none"> <li>– электрическая дуга и металлические искры при сварке;</li> <li>– взрывоопасность и пожароопасность.</li> </ul>
<b>3. Экологическая безопасность:</b>	<p><u>Атмосфера:</u> выброс газа, выбросы загрязняющих веществ при сварочных работах, выбросы взвешенных веществ в атмосферу при перегрузке сыпучих материалов на перегрузочных пунктах и отвалах.</p> <p><u>Гидросфера:</u> загрязнение сточных вод</p> <p><u>Литосфера:</u> загрязнение поверхности почвы отходами, строительным и бытовым мусором, загрязнение хим. веществами.</p>
<b>4. Безопасность в чрезвычайных ситуациях:</b>	<p><u>Возможные ЧС:</u> паводок, возгорание ГСМ, землетрясение, смерч, сход снежных лавин, лесные и торфяные пожары.</p> <p><u>Наиболее типичная ЧС:</u> утечка газа, разрыв трубопровода, пожар.</p>

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику

**Задание выдал консультант:**

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Фех Алина Ильдаровна	-		

**Задание принял к исполнению студент:**

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б7А	Новикова Екатерина Юрьевна		28.04.2021

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

Инженерная школа природных ресурсов (ИШПР)  
 Направление подготовки (специальность) 21.03.01 «Нефтегазовое дело»  
 Профиль «Эксплуатация и обслуживание объектов транспорта и хранения нефти, газа и продуктов переработки»  
 Уровень образования бакалавриат  
 Отделение нефтегазового дела  
 Период выполнения (осенний / весенний семестр 2020/2021 учебного года)

Форма представления работы:

бакалаврская работа

### КАЛЕНДАРНЫЙ РЕЙТИНГ-ПЛАН выполнения выпускной квалификационной работы

Срок сдачи студентом выполненной работы:	11.06.2021 г.
------------------------------------------	---------------

Дата контроля	Название раздела (модуля) / вид работы (исследования)	Максимальный балл раздела (модуля)
14.01.2021	<i>Введение</i>	5
02.02.2021	<i>Обзор литературы</i>	10
22.02.2021	<i>Объект и методы исследования</i>	15
04.04.2021	<i>Расчеты и аналитика</i>	20
27.04.2021	<i>Технология работ</i>	15
12.05.2021	<i>Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение</i>	10
21.05.2021	<i>Социальная ответственность</i>	10
29.05.2021	<i>Заключение</i>	5
02.06.2021	<i>Презентация</i>	10

Составил преподаватель:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
доцент ОНД	Брусник Олег Владимирович	к. п. н., доцент		11.06.2021

**СОГЛАСОВАНО:**

Руководитель ООП	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
доцент	Брусник О.В.	к.п.н.		11.06.2021

## РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа содержит 101 страницу, 7 рисунков, 20 таблиц, 46 литературных источников.

Ключевые слова: магистральный газопровод, дефект, ремонтно-восстановительные работы, врезка катушки, эксплуатационная надежность.

В работе исследованы основные этапы проведения ремонта магистрального газопровода и необходимого для этого оборудования. Вследствие износа необходим капитальный ремонт данного участка газопровода. В качестве способа ремонта выбран метод врезки катушки. В работе показана последовательность проведения работ методом врезки катушки, приведен технологический расчет сварочных операций, расчет стенки трубы и расчет давления разрушения от продольных нагрузок.

Рассмотрены и приведены меры и мероприятия для безопасного ведения технологического процесса и предотвращения влияния вредных и токсичных веществ на эксплуатационный персонал и окружающую среду в целом. Приведены мероприятия по охране труда и безопасности строительства и безопасности в чрезвычайных ситуациях. Выполнены экономические расчеты стоимости осуществления ремонта врезкой катушки.

Результаты данной работы могут быть использованы при проведении ремонта газопроводов методом врезки катушки.

Изм.	Лист	№ докц.	Подпись	Дата	Организация ремонтно-восстановительных работ по результатам проведения внутритрубной диагностики магистрального газопровода «Парабель-Кузбасс»			
Разраб.		Новикова Е.Ю.		11.06	Реферат	Лит.	Лист	Листов
Руковод.		Брусник О.В.		11.06			10	101
Рцк-ль ООП		Брусник О.В.		11.06				
						Отделение нефтегазового дела Группа 2Б7А		

## ABSTRACT

Final paper 101 p., 7 fig., 20 tabl., 46 citations.

Key words: main gas pipeline, defect, renovation work, spool piece tie-in, operational reliability.

Object of study is section of gas pipeline.

The purpose of the work – capital repairs of main gas pipeline by tapping the coil in order to increase its reliability and safe operation of the equipment.

In the paper the main stages of the repair of main gas pipeline and the necessary equipment. Due to wear needed overhaul of the gas pipeline. As a method of repair method chosen tapping coil. The paper shows the sequence of the work by the coil frame, given the technological calculation of welding operations.

Are considered and listed the measures and activities for the safe conduct of the process and avoid the influence of harmful and toxic substances on the operating personnel and the environment as a whole. Presents measures for health and safety of construction and safety of emergency care. Submitted economic calculations of the cost of repair by cutting the coil.

The results of this work can be used for the repair of gas pipelines by tapping coil.

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	Организация ремонтно-восстановительных работ по результатам проведения внутритрубной диагностики магистрального газопровода «Парабель-Кузбасс»			
Разраб.		Новикова Е.Ю.		11.06	Реферат	Лит.	Лист	Листов
Руковод.		Брусник О.В.		11.06			11	101
Рук-ль ООП		Брусник О.В.		11.06				
						Отделение нефтегазового дела Группа 2Б7А		

## Обозначения и сокращения

ВТД – внутритрубная диагностика;

ГРС – газораспределительная станция;

КС – компрессорная станция;

ЛПУМГ – линейно-производственное управление магистральных газопроводов;

ЛЧМГ – линейная часть магистрального газопровода;

МГ – магистральный газопровод;

ННБ – наклонно-направленное бурение;

ППР – проект производства работ;

ПТЭМГ – правила технической эксплуатации магистральных газопроводов;

СДТ – соединительные детали трубопровода;

ТПА – трубопроводная арматура;

УАВР – управление аварийно-восстановительных работ;

ЭО – эксплуатирующая организация.

					Организация ремонтно-восстановительных работ по результатам проведения внутритрубной диагностики магистрального газопровода «Парабель-Кузбасс»			
Изм.	Лист	№ докцм.	Подпись	Дата		Лит.	Лист	Листов
Разраб.		Новикова Е.Ю.		11.06	Обозначения и сокращения			
Рцковод.		Брусник О.В.		11.06			12	101
Рцк-ль ООП		Брусник О.В.		11.06				
						Отделение нефтегазового дела Группа 2Б7А		

## ОГЛАВЛЕНИЕ

ВВЕДЕНИЕ .....	15
ОБЗОР ЛИТЕРАТУРЫ .....	17
1 ОБЩАЯ ЧАСТЬ .....	19
1.1 Описание системы газопроводов .....	19
1.2 Климатическая характеристика района работ .....	21
1.3 Характеристика условий работ .....	23
2 АНАЛИЗ ТЕХНИЧЕСКИХ РЕШЕНИЙ ПО МЕТОДАМ ПРОВЕДЕНИЯ РЕМОНТНО-ВОССТАНОВИТЕЛЬНЫХ РАБОТ .....	24
2.1 Данные по обследованному участку .....	24
2.2 Методика назначения категории опасности дефекта .....	26
2.2.1 Экспертная оценка .....	27
2.2.2 Итоговая категория дефекта .....	27
2.3 Капитальный ремонт газопровода .....	28
2.3.1 Выборочный капитальный режим газопровода .....	30
3 ОГНЕВЫЕ РАБОТЫ .....	32
3.1 Расчет режима сварки .....	34
3.2 Обоснование выбора основного сварочного оборудования .....	39
3.3 Технологический процесс сборки и сварки .....	41
4 РАСЧЕТНАЯ ЧАСТЬ .....	44
4.1 Расчет толщины стенки газопровода .....	44
4.2 Расчет давления разрушения от продольных нагрузок .....	47
5 ТЕХНОЛОГИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ .....	50
5.1 Сущность ремонта ЛЧ МГ .....	50
5.2 Последовательность проведения капитального ремонта .....	54
5.3 Земляные работы .....	56
5.4 Требования безопасности при проведении земляных работ .....	59
5.5 Сварочные работы и контроль качества сварных соединений .....	60

					<i>Организация ремонтно-восстановительных работ по результатам проведения внутритрубной диагностики магистрального газопровода «Парабель-Кузбасс»</i>			
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>	Оглавление	<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Разраб.</i>		<i>Новикова Е.Ю.</i>					13	101
<i>Рцковод.</i>		<i>Брусник О.В.</i>						
<i>Рцк-ль ООП</i>		<i>Брусник О.В.</i>						
						Отделение нефтегазового дела Группа 2Б7А		

5.6 Требования безопасности при проведении газоопасных работ .....	61
5.7 Требования безопасности при проведении огневых работ .....	62
5.8 Технология производства работ на газопроводах врезкой под давлением	64
5.9 Требования охраны труда и техники безопасности при проведении врезки под давлением.....	66
<b>6 ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ.....</b>	<b>68</b>
6.1 Оценка коммерческого потенциала и перспективности проведения работ с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения .....	68
6.1.1 Техничко-экономическое обоснование проведения работ.....	68
6.2 Планирование выполнения работ.....	68
6.2.1 Структура работ .....	68
6.2.2 Разработка графика выполнения работ .....	69
.....	70
6.3 Бюджет проведения работ.....	70
6.3.1 Расчет материальных затрат .....	70
6.3.2 Расчет затрат на специальное оборудование для выполнения работ...	70
6.3.3 Затраты на оплату труда исполнителей работ .....	72
6.3.4 Отчисления во внебюджетные фонды.....	72
6.3.5 Накладные расходы .....	72
6.3.6 Формирование бюджета затрат научно-исследовательского проекта .	73
6.4 Определение ресурсной (ресурсосберегающей), финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности проведения работ.....	73
Заключение по разделу .....	74
<b>7 СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ.....</b>	<b>76</b>
7.1 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности .....	76
7.2 Производственная безопасность .....	78
7.3 Экологическая безопасность.....	85
7.4 Безопасность в чрезвычайных ситуациях .....	88
7.5 Вывод по разделу .....	89
Заключение .....	91
Список используемых источников.....	93
<b>ПРИЛОЖЕНИЕ А .....</b>	<b>100</b>

## ВВЕДЕНИЕ

По всему миру проложены тысячи километров трубопроводов. Их разрабатывают, строят, проводят испытания, чтобы убедиться в их полном соответствии всем нормам, стандартам и правилам. В процессе эксплуатации трубопроводов различные его элементы терпят поломки, выходы из строя, отказы и имеют свойство изнашиваться. Очень важно при транспортировке нефти, газа и других продуктов поддерживать всю систему в исправном техническом состоянии, сохранять все необходимые характеристики и показатели, в том числе вовремя проводя обследования и диагностику, а при надобности и капитальный ремонт участков трубопроводов, имеющих повреждение или дефект, чтобы обеспечить надежную, безопасную и бесперебойную поставку продуктов, транспортируемых по трубопроводам.

По заявлению компании «Газпром», к 2030 году они планируют увеличить ежегодную добычу газа до 610-630 млрд куб. м (на 2019 год добыча компании составила 500 млрд куб. м газа), а это требует масштабного и стабильного развития и газотранспортной системы.

Сейчас более 50% магистральных газопроводов уже отработали свой срок службы. Их изоляционные покрытия давно износились, что выражается в старении изоляции, вследствие чего практически полностью потеряны защитные свойства, что влечет за собой ускоренную коррозию. Средний срок службы работы газопровода – 30 лет. Однако, согласно Отчету руководства ПАО «Газпром» за 2018 год 61% магистральных газопроводов давно превысили этот возраст. С каждым годом их количество увеличивается, именно поэтому разработка проектных решений и реализация проведения капитального ремонта участка трубопровода, сопровождаемые использованием новейших технологий является **актуальной проблемой.**

					<i>Организация ремонтно-восстановительных работ по результатам проведения внутритрубной диагностики магистрального газопровода «Парабель-Кузбасс»</i>			
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докum.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>	<b>Введение</b>	<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Разраб.</i>		Новикова Е.Ю.		11.06				
<i>Руковод.</i>		Брусник О.В.		11.06			15	101
<i>Рук-ль ООП</i>		Брусник О.В.		11.06				
					Отделение нефтегазового дела Группа 2Б7А			

**Целью работы** является выбор оптимального метода и проведение ремонтных работ на участке магистрального газопровода «Парабель-Кузбасс».

Руководствуясь поставленной целью, необходимо выполнить следующие **задачи**:

- изучение нормативно-технической документации по проведению ремонта магистральных газопроводов;
- анализ методов устранения дефектов на участке магистральных газопроводов;
- привести соответствующие технологические расчеты, необходимые для ремонта магистрального газопровода методом врезки катушки;
- разработка рекомендаций по применению методов ремонта дефектов магистральных газопроводов.

**Объектом исследования** в работе взят магистральный газопровод, а именно участок с дефектом магистрального газопровода «Парабель-Кузбасс» ООО «Газпром трансгаз Томск».

**Предмет исследования:** проведение ремонтных работ участка МГ методом врезки катушки.

					Введение	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		16



технологических решений капитального ремонта магистральных газопроводов» [9] демонстрирует единый подход, используемый для эффективного устранения проблемы ремонта линейных участков газопроводов в сложных технических и геологических условиях. Автор представляет разработку процесса подготовки и обоснования выбора решений по ремонту в сложных технических и геологических условиях.

В свою очередь в работе [10] Макаровым С.С. рассматривается вопрос из области улучшения продуктивности и качества выполнения очистных работ внешней поверхности труб на основе разработки технических показателей, характеристик при ремонтных работах линейной части магистральных газопроводов.

Файзулин Р.Н. в рамках работы [11] стремится усовершенствовать технологии и методы обнаружения повреждений трубопроводов, их срочного аварийного ремонта и непрерывной перекачки для организации безопасной эксплуатации трубопроводных транспортных систем.

Грачев В.А. в работе [12] поднимает и решает проблему по улучшению критериев надежности при работе и эксплуатации магистральных газопроводов, прогнозирования и выполнения строительно-монтажных работ при ремонте путем формирования комплексных подходов и методов функционально-аналитического подхода к поддержанию системы.

А в работе [13] Крылов П.В. обращает особое внимание на вопросы, касаемые увеличения среднегодового объема производства, качества и количества проведенных ремонтно-восстановительных работ и др.

# 1 ОБЩАЯ ЧАСТЬ

## 1.1 Описание системы газопроводов

Район реализации МГ и газопроводной сети: Томская и Кемеровская области, расположенные на одной из самых больших равнин в мире – Западно-Сибирской в Среднеобской котловине (рис. 1). Местность по большей части характеризуется равнинностью, а высотные отметки в этом регионе не превышают 150 метров. Большая часть территории покрыта водно-болотными угодьями и лесами. Торфяные болота занимают до 40% территории. Леса состоят в основном из ели, кедра и пихты. Почвы являются различной концентрации глины, от твердой до твердопластичной [14].



Рисунок 1 – Расположение сети газопроводов

Чрезвычайные ситуации природного характера в регионе: резкие понижения температуры окружающей среды до  $-55^{\circ}\text{C}$ , лесные и торфяные пожары, большой уровень паводковых вод.

					<i>Организация ремонтно-восстановительных работ по результатам проведения внутритрубной диагностики магистрального газопровода «Парабель-Кузбасс»</i>			
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	<b>Общая часть</b>	Лит.	Лист	Листов
Разраб.		Новикова Е.Ю.		11.06				
Рцковод.		Брусник О.В.		11.06			19	101
Рцк-ль ООП		Брусник О.В.		11.06				
						Отделение нефтегазового дела Группа 2Б7А		

Сейсмическая активность вдоль трассы трубопровода отсутствует. Вдоль трассы трубопровода нет запретных зон. Участки вдоль трассы трубопровода не запрещают проход посторонних лиц, поэтому там нет ограждений. Однако для создания и поддержания нормальных условий эксплуатации и предотвращения возможных повреждений газопровода устанавливаются охранные зоны в соответствии с «Правилами охраны магистральных трубопроводов».

Охранная зона газопровода – это участок земли, ограниченный линиями рельефа. Эти линии проводятся на расстоянии 25 метров в обе стороны от осевой линии газопровода. Любые земляные работы без предварительного разрешения ЛПУМГ запрещены в пределах охранной зоны, как и другие виды деятельности, перечисленные в ПТЭМГ, которые могут привести к повреждению трубопровода. Трасса трубопровода размечена и обозначена флажками для указания границ площади охранной зоны, а любые земляные и взрывные работы в ее пределах будут запрещены [40].

Запретными зонами локальных объектов: площадки компрессорной станции «Парабель», узла подключения станции к магистральному газопроводу, газораспределительной станции являются их огороженной территорией. Границы запретных зон отождествляются с ограждениями данных территорий, которые выполнены как сплошной бетонный забор или из металлической сетки на металлических столбах с соответствующими знаками, запрещающими вход посторонним лицам.

Помимо запретных и охранных зон, в соответствии СНиП 2.05.06-85\* [6] для газопроводов, КС и ГРС определены минимальные безопасные расстояния  $R_{\text{СНИП}}$  (МРБ) до населённых пунктов, промышленных и сельскохозяйственных объектов, авто- и железных дорог, ЛЭП, аэродромов и других сооружений, лесных массивов. Значения МБР зависят от класса и диаметра газопроводов, а также социальной значимости перечисленных объектов и возможности каскадного развития аварий, возникающих на газопроводах, КС, ГРС или на этих объектах (таблица 1).

					Общая часть	Лист
						20
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Таблица 1 – Минимальные безопасные расстояния от газопроводов, КС, ГРС [7]

Диаметр газопровода первого класса, мм	Менее 300	300-600	600-800	800-1000	1000-1200	1200-1400
R <sub>СНИП</sub> от газопровода первого класса, м	100	150	200	250	300	350
R <sub>СНИП</sub> от ГРС, м	150	175	200	250	300	350
R <sub>СНИП</sub> от КС, м	500	500	700	700	700	700

В соответствии с СанПиН 2.2.1./2.1.1.984-00 [17] санитарно-защитные зоны (СЗЗ) для магистральных трубопроводов определяются с учётом минимальных расстояний от городов и других населённых пунктов, отдельных объектов, установленных с целью обеспечения их безопасности строительными нормами и правилами. Их величина согласована с Государственным Комитетом по охране окружающей среды Томской области Разрешение №1919 от 31.12.2001 года.

ООО «Газпром трансгаз Томск» – 100-процентное дочернее предприятие ПАО «Газпром», работает в 14 регионах Сибири и Дальнего Востока. В зонах производственной деятельности Общества эксплуатируется более 9 тыс. км магистральных нефте- и газопроводов (МГ). Ежегодный объем транспортируемого предприятием газа – более 19 млрд куб. м [14].

## 1.2 Климатическая характеристика района работ

Исследуемые объекты располагаются на территории Томской области, относящиеся к холодному климатическому району (согласно карте районирования территории по воздействию климата на технические изделия и материалы из ГОСТ 16350-80 [16]). Характеристика климатических условий приведена в таблице 2:

										Лист
										21
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	Общая часть					

Таблица 2 – Характеристики климатических условий [16]

п/п	Наименование характеристики	Единица измерения	Значение	
1.	Среднегодовая температура наружного воздуха	°С	-3	
2.	Средняя максимальная температура наружного воздуха наиболее жаркого месяца года	°С	22,8	
3.	Абсолютный максимум температуры наружного воздуха	°С	37	
4.	Средняя температура наружного воздуха наиболее холодного периода	°С	-25,8	
5.	Абсолютный минимум температуры наружного воздуха	°С	-52	
6.	Наиболее жаркий месяц года		Июль	
7.	Наиболее холодный месяц года		Январь	
8.	Продолжительность времени года с положительными суточными температурами	Сут.	108	
9.	Продолжительность времени года с отрицательными суточными температурами	Сут.	254	
10.	Преобладающие ветры в теплое время года		СЗ	
11.	Средняя скорость ветра в теплое время года	м/сек	1,8	
12.	Преобладающие ветры в холодное время года		ЮЗ	
13.	Средняя скорость ветра в холодное время года	м/сек	3,8	
14.	Среднее давление воздуха в летний период	гПа	1000	
15.	Среднее давление воздуха в зимний период	гПа	1019	
16.	Среднегодовое количество осадков	мм	540	
17.	Средняя месячная интегральная поверхностная плотность потока суммарного солнечного излучения в 12 ч. 30 мин. местного времени в теплое время года (июль) в холодное время года (январь)	мДж/м <sup>2</sup>	518 371	

### 1.3 Характеристика условий работ

Ремонт магистрального газопровода «Парабель – Кузбасс» методом врезки «катушки» производится на участке км 0 – 110 вторая нитка, а именно км 64. Участок в административном отношении проходит по территории Томской области.

Рельеф возвышенности преимущественно ровный и плоский. Значительную часть занимают лес, пашня. Участок газопровода обслуживается Парабельской ПП.

					Общая часть	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		23



Таблица 4 – Результаты дефектоскопии

№	Тип снаряда	Дата пропуска	Средняя скорость, м/с	Среднее давление газа, кгс/см <sup>2</sup>		Примечание
				на запуске	на приеме	
1	Дефектоскоп ДМТ2Б-1000(40") MFL-1000(40")	18-19 июня 2020	1,92	40,0	35,5	Грязевые отложения с 80 км до КП

Обобщенные результаты инспекции представлены в таблице 5:

Таблица 5 – Результаты инспекции

Общее количество реперных точек:	136	
кран	10	
маркер	126	
Общее количество труб:	12386	
одношовная	9386 (75,8%)	
двухшовная	1328 (10,7%)	
спиральношовная	1600 (12,9%)	
с невыявленными швами	72 (0,6%)	
трубы с повреждениями	623 (5%)	
	аномалии	трубы
Общее количество:	1026	623
По линейным размерам аномалий:		
каверна	77	75
обширный	573	339
поперечная канавка	48	42
поперечный паз	5	5
продольная канавка	217	156
продольный паз	10	10
язва	4	4
По типу расположения:		
наружная	964	591
внутренняя	30	30
внутрстенная	–	–
положение не указано	32	29
По глубине:		
менее 10%	1	1
10-20%	715	398

					Анализ технических решений по методам проведения ремонтно-восстановительных работ	Лист 25
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

20-30%	18	14
30-40%	1	1
40-50%	1	1
50-60%	–	–
60-70%	–	–
80-90%	–	–
более 90%	–	–
Дефекты типа вмятина	29	27
Дефекты типа эллипсность	1	1

## 2.2 Методика назначения категории опасности дефекта

В соответствии с рекомендациями стандарта [25], все выявленные аномалии разделены на три категории опасности:

(а) Дефекты, подлежащие наружному обследованию в кратчайшие сроки, — трубопровод с такими аномалиями находится в предаварийном состоянии.

(б) Дефекты, подлежащие наружному обследованию в рамках плановых мероприятий, — эти аномалии потенциально могут быть причиной аварии.

(с) Аномалии, допустимые к эксплуатации без проведения обследования, — данные аномалии не должны привести к аварии до следующей инспекции.

При назначении категории опасности дефекта используются и учитываются следующие нормативные документы:

- СТО Газпром 2-2.3-1050-2016 [25];
- СТО Газпром 2-2.3-112 [26];
- Инструкция по оценке дефектов труб и соединительных деталей при ремонте и диагностировании магистральных газопроводов [27];
- СТО Газпром 2-2.3-173-2007 [28];
- Р Газпром 2-2.3-620-2011 [29];
- Рекомендации по оценке прочности и устойчивости эксплуатируемых МГ и трубопроводов КС [30].

### 2.2.1 Экспертная оценка

Для дефекта может быть назначена экспертная оценка, учитывающая внутренние схемы по оценке опасности сигнала, а также рекомендации заказчика. Назначенная экспертная оценка является приоритетной при определении категории опасности дефекта.

Экспертная оценка назначается для дефектов типа:

- вмятина;
- вмятина с дефектами потери металла (коррозия, мех. повреждения, задиры);
- внутривалное расслоение;
- гофр;
- дефект проката;
- дефект поперечного сварного шва;
- дефект продольного сварного шва;
- дефект спирального сварного шва;
- металлургический дефект;
- расслоение с выходом на поверхность.

При назначении экспертной оценки для дефектов типов «Вмятина», «Гофр» инженер-аналитик принимает решение с учетом норм инструкции [27].

### 2.2.2 Итоговая категория дефекта

Схема назначения категории выглядит следующим образом:

					Анализ технических решений по методам проведения ремонтно-восстановительных работ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		27



Рисунок 2 – Схема назначения категории дефекта

Возможна ситуация, когда некоторые дефекты подлежат оценке в двух или более стандартов. То есть после экспорта дефект может иметь несколько значений категории опасности. В этом случае для дефекта устанавливается наиболее опасная категория.

### 2.3 Капитальный ремонт газопровода

Под капитальным ремонтом понимается комплекс организационно-технических мероприятий, который включает в себя работы, в результате которых не изменяются основные проектные показатели газопровода (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.

**I метод** – ремонт газопровода методом сплошной переизоляции. Может осуществляться в траншее (рис. 3) или с подъемом на берму траншеи (рис. 4);

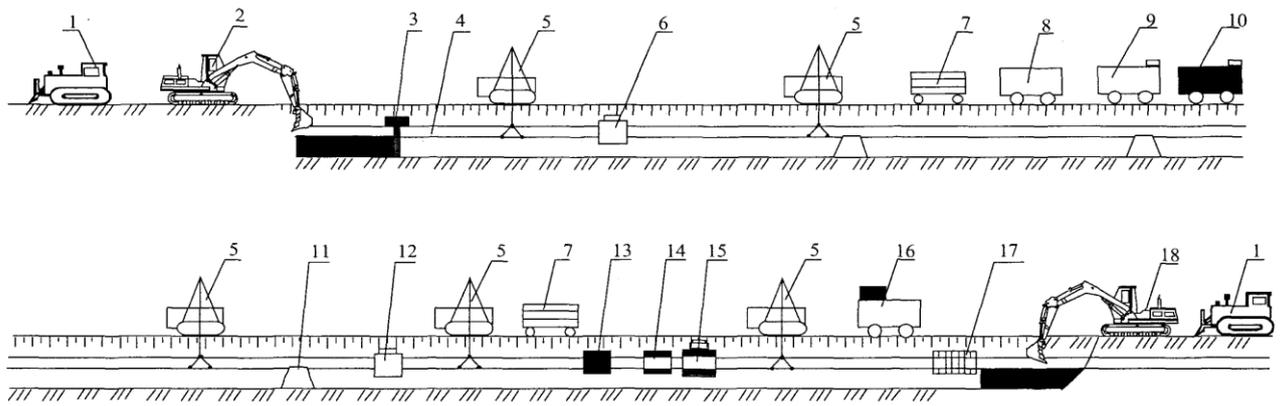


Рисунок 3 – Принципиальная технологическая схема капитального ремонта газопровода в траншее [1]

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

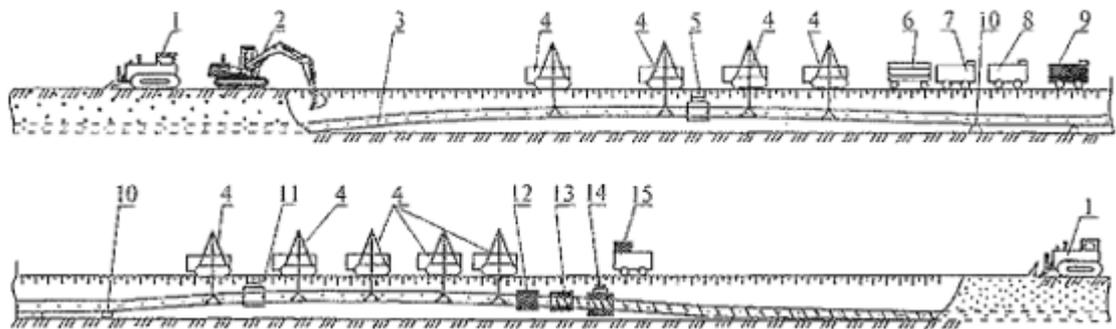


Рисунок 4 – Принципиальная технологическая схема капитального ремонта газопровода с подъемом в траншее [1]

1 – бульдозер; 2 – экскаватор; 3 – трубопровод; 4 – трубоукладчик; 5 – машина предварительной очистки; 6 – электростанция; 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 – грунтовочная машина; 14 – изоляционная машина; 15 – лаборатория контроля качества изоляционного покрытия

**II метод** — замена участка газопровода на участок из новых труб с демонтажем старого;

					Анализ технических решений по методам проведения ремонтно-восстановительных работ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		29

**III метод** — выборочный ремонт локальных участков газопровода по данным диагностики [1].

### **2.3.1 Выборочный капитальный режим газопровода**

Под выборочным ремонтом следует понимать такой способ ремонта, при котором на участке магистрального газопровода, ограниченном двумя последовательно расположенными линейными кранами, выполняются локальные ремонтно-восстановительные работы на местах выявленных дефектов [5].

Выборочный ремонт магистральных газопроводов подразделяется на следующие виды:

- а) выполняемый под давлением газа;
- б) выполняемый на отключенном и освобожденном от газа участке.

Выборочный ремонт под давлением газа применяется при замене изоляционного покрытия газопровода на локальном участке и ликвидации повреждений металла труб, не требующей остановки перекачки. При этом величина снижения рабочего давления для производства ремонтно-восстановительных работ на действующем газопроводе принимается газотранспортным предприятием по согласованию с ЦПДУ ОАО «Газпром».

Выборочный ремонт производится на основе предремонтной диагностики технического состояния участка газопровода, выполняемой путем:

- пропуска внутритрубных снарядов-дефектоскопов;
- бесконтактного магнитометрического метода контроля;
- проведения электрометрических измерений;
- обследования труб в шурфах.

Необходимость ремонта повреждений металла трубы определяется согласно «Рекомендациям по оценке работоспособности дефектных участков газопроводов». Необходимость ремонта арок выпучивания определяется согласно [45].

					Анализ технических решений по методам проведения ремонтно-восстановительных работ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		30

Испытание отремонтированных участков газопроводов, контроль качества ремонтно-восстановительных работ, а также техника безопасности и охрана окружающей среды выполняются в соответствии с требованиями «Правил производства работ при капитальном ремонте линейной части магистральных газопроводов» [1].

Согласно СТО Газпром 2-2.3-595-2011 [46] если вмятина находится на участке газопровода категории В, то ремонт выполняется методом замены катушки в независимости от размеров дефекта.

					Анализ технических решений по методам проведения ремонтно-восстановительных работ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		31



пластических и промежуточных цепей, цепей с нажимными роликами в узлах. Последняя запорная цепь запирающим крюком надевается на крестовину-гайку. При движении крестовины вверх по резьбой винта рамки обжимают концы труб.

Для ускорения с варочно-монтажных работ центровка газопровода и «катушки» и подготовка его к сварке проводится на специальных устройствах - центраторах, используемых для сборки. Цепной центратор представляет собой шарнирный восьмиреберник из пластических и промежуточных цепей, цепей с нажимными роликами в узлах. Последний запорный цепь запирающим крюком надевается на крестовину-гайку. При движении крестовины вверх по резьбой винта рамки обжимают концы труб.

Для сборки стыка центра тор надевается на конец трубы на половину своей ширины. Поднятая центратором «катушка» вводится концом в свободную часть центра тора, подгоняют до конца трубы так, чтобы по периметру образовалось минимальное смещение кромок и устанавливается требуемый зазор между торцами. Размер технологического зазора при врезке катушки для толщины трубы  $S = 12$  и для диаметра 1020 мм должно быть  $2 \pm 1$  мм. Проверка качества подготовки стыка к сварке может быть проведена с помощью специального шаблона.

После выполнения всех вышеуказанных условий центра тор зажимается. Если в отдельных местах стыка получили смещение кромок более, чем это допустимо по СНиП, на края смещенного участка ставят усиленные прихватки длиной от 75 до 100 мм, а смещенные края труб подводят кувалдой. Смещение кромок допускается не более 2% толщины стенки трубы, но не более 3 мм. Правку кромок труб разрешается проводить подбивкой только в верхней половине стыка, с предварительным подогревом до температуры не менее  $300^{\circ}\text{C}$ . После правки прихватки тщательно осматривают и при наличии в них трещин вырубается.

Для врезки «катушки» используют ручную электродуговую сварку на постоянном токе, так как при этом электрическая дуга более устойчива, чем при использовании переменного тока.

					Огневые работы	Лист
						33
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

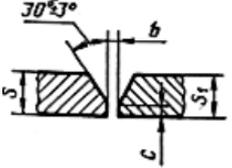
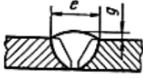
### 3.1 Расчет режима сварки

Режимом сварки называют совокупность основных и дополнительных характеристик сварочного процесса, обеспечивающих получение сварных швов заданных размеров, формы и качества.

При дуговой сварке покрытыми электродами основными параметрами режима сварки являются: диаметр электрода, сила сварочного тока, напряжение дуги, площадь поперечного сечения шва, выполняемого за один проход, число проходов, род и полярность тока и др.

Расчет режимов сварки следует начать с определения геометрического строения шва. Геометрия шва и разделка кромок выбирается согласно ГОСТ 16037-80 [19] (табл. 6). Конструктивные элементы подготовленных кромок и размеры сварного шва следует выбирать по меньшей толщине.

Таблица 6 – Конструктивные элементы сварного соединения по ГОСТ 16037-80 [19]

Условное обозначение сварного соединения	Конструктивные элементы и размеры		S, мм	b, мм	e, мм	c, мм	g, мм
	Подготовленных кромок свариваемых деталей	Сварного шва					
C17			12	2 <sup>+1,0</sup>	18 <sup>+4</sup>	1,0±0,5	2,0 <sup>+2,0</sup> <sub>-1,5</sub>

Для определения числа проходов найдем общую площадь поперечного сечения наплавленного металла. Площадь наплавки обычно находят как сумму площадей элементарных геометрических фигур:

$$F_H = h^2 \cdot \operatorname{tg} \alpha + b \cdot S + 0,75 \cdot g \cdot e = 11^2 \cdot \operatorname{tg} 30 + 2 \cdot 12 + 0,75 \cdot 2,0 \cdot 18 = 120 \text{ мм}^2, \quad (1)$$

где S, b, e, g, a – размеры конструктивных элементов сварного соединения.

Общую площадь поперечного сечения наплавленного и расплавленного металлов найдем по формуле:

$$F = 0,73 \cdot e \cdot (S + g) = 0,73 \cdot 18 \cdot (12 + 2) = 184 \text{ мм}^2. \quad (2)$$

Находим площадь поперечного сечения проплавленного металла по формуле:

$$F_{\text{ПР}} = F - F_H = 184 - 120 = 64 \text{ мм}^2. \quad (3)$$

Корневой шов выполняем электродами диаметром 3 мм, заполнение и облицовочный шов выполняем электродами диаметром 4 мм.

Воспользуемся формулой, описанной в [9], для определения первого прохода:

$$F_1 = (6 \dots 8) \cdot d_э = 6 \cdot 3 = 18 \text{ мм}^2. \quad (4)$$

Для определения последующих проходов:

$$F_n = (8 \dots 12) \cdot d_э = 12 \cdot 4 = 48 \text{ мм}^2. \quad (5)$$

Число проходов рассчитывается по формуле:

$$n = \frac{F_H - F_1}{F_n} + 1 = \frac{F_H - F_1}{F_n} + 1 = 3, \quad (6)$$

назначаем три прохода.

Расчет силы сварочного тока при сварке покрытыми электродами производится по диаметру электрода и допустимой плотности тока [9]:

$$I_{\text{св}} = \frac{\pi \cdot d_э^2}{4} \cdot j, \quad (7)$$

где  $d_э$  – диаметр электродного стержня, мм;

$j$  – допустимая плотность тока, А/мм<sup>2</sup>.

Для диаметра 3 мм:

$$I_{\text{св}} = \frac{3,14 \cdot 3^2}{4} \cdot (13 \dots 18,5) = 91 \dots 130 \text{ А},$$

принимаем, согласно рекомендации [9],  $I_{\text{св}} = 90 \text{ А}$ .

Для диаметра 4 мм:

$$I_{\text{св}} = \frac{3,14 \cdot 4^2}{4} \cdot (10 \dots 14,5) = 126 \dots 182 \text{ А},$$

принимаем  $I_{\text{св}} = 160 \text{ А}$ .

					Огневые работы	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		35

Для приближенного расчета напряжения на дуге воспользуемся выражением:

для диаметра 3 мм:

$$U_d = 20 + 0,04 \cdot I_{св} = 20 + 0,04 \cdot 90 = 24 \text{ В}, \quad (8)$$

принимаем  $U_d = 24 \text{ В}$ .

для диаметра 4 мм:

$$U_d = 20 + 0,04 \cdot 160 = 26 \text{ В},$$

Принимаем  $U_d = 26 \text{ В}$ .

Скорость дуговой сварки покрытыми электродами обычно задается и контролируется косвенно по необходимым размерам получаемого шва и может быть определена по формуле:

$$V_{св} = \frac{\alpha_n \cdot I_{св}}{3600 \cdot \gamma \cdot F_n'} \quad (9)$$

где  $\alpha_n$  – коэффициент наплавки, г/А·ч;

$F_n F_n'$  – площадь поперечного сечения наплавленного металла за данный проход, см<sup>2</sup>;

$\gamma$  – плотность наплавленного металла за данный проход, г/см<sup>3</sup>.

Подставляем значения в формулу (9) и получаем для корня шва:

$$V_{св} = \frac{13,5 \cdot 90}{3600 \cdot 7,8 \cdot 18 \cdot 10^{-2}} = 0,24 \frac{\text{см}}{\text{с}} = 8,6 \frac{\text{м}}{\text{ч}}$$

Подставляем значения в формулу (9) и получаем для последующих проходов:

$$V_{св} = \frac{13,5 \cdot 160}{3600 \cdot 7,8 \cdot 36 \cdot 10^{-2}} = 0,21 \frac{\text{см}}{\text{с}} = 7,7 \frac{\text{м}}{\text{ч}}$$

Значение погонной энергии определяет количество энергии, вводимое в единицу длины шва:

$$q_n = \frac{q_{эф}}{V_{св}} = \frac{I_{св} \cdot U_d \cdot \eta_u}{V_{св}}, \quad (10)$$

где  $q_{эф}$  – эффективная тепловая мощность сварочной дуги, Дж;

$I_{св}$  – ток сварочной дуги, А;

$U_d$  – напряжение на дуге, В;

$\eta_u$  – эффективный КПД нагрева изделия дугой, для дуговых методов сварки находится в пределах 0,6...0,9: покрытыми электродами на постоянном токе 0,75...0,85;

$V_{св}$  – скорость перемещения сварочной дуги, см/с.

Подставляем значения в формулу (10) и получаем для корня шва:

$$q_n = \frac{90 \cdot 24 \cdot 0,8}{0,24} = 7200 \frac{\text{Дж}}{\text{см}}$$

Подставляем значения в формулу (10) и получаем для последующих проходов:

$$q_n = \frac{160 \cdot 26 \cdot 0,8}{0,21} = 15848 \frac{\text{Дж}}{\text{см}}$$

Рассчитанные параметры сварки приведем в таблице 7.

Таблица 7 – Режимы сварки

Номер прохода	Диаметр эл-да, мм	Сила тока, А	Напряжение, В	Скорость сварки, м/ч
Корневой шов	3	9	24	8,6
Заполняющий шов	4	160	26	7,7
Облицовочный	4	160	26	7,7

*Технологическая свариваемость (рассматриваем сталь 09Г2С)*

Наибольшее влияние на свариваемость сталей оказывает углерод. С увеличением содержания углерода, а также ряда других легирующих элементов свариваемость сталей ухудшается. Для сварных конструкций в основном применяют конструкционные низкоуглеродистые, низколегированные, а также легированные стали. Чем выше содержание углерода в стали, тем больше опасность трещинообразования, труднее обеспечить равномерность свойств в сварном соединении. Ориентировочным количественным показателем свариваемости стали известного состава является эквивалентное содержание углерода, которое определяется по формуле:



Сталь 09Г2С относится к малоуглеродистым сталям и сваривается без ограничений и сопутствующего подогрева.

### 3.2 Обоснование выбора основного сварочного оборудования

При реализации современных технологий сварки магистральных трубопроводов и обеспечения качества сварных соединений, источники сварочного тока должны обеспечить:

- возможность ручной дуговой сварки электродами с различным типом покрытия, которые применяются в трубопроводном строительстве;
- устойчивую работу источника при ручной дуговой сварке во всем диапазоне рабочих токов, включая минимальные, которые начинаются с 40А;
- регулирование внешних вольтамперных характеристик и настройку тока короткого замыкания в зависимости от типа покрытия электрода при сварке различных слоев шва и в разных пространственных положениях;
- высокие динамические свойства, обеспечивающие время перехода от короткого замыкания к рабочему режиму не более 0,01 секунды;
- наличие малогабаритных дистанционных регуляторов сварочного тока, удобно размещаемых в руке сварщика и обеспечивающих возможность регулирования тока, не обрывая дуги;
- эффективное регулирование сварочного тока с пульта дистанционного управления при длине кабеля подключения до 40 метров;
- использование источников тока в составе передвижных и самоходных агрегатов при пониженном качестве автономной электросети переменного тока, характерного для сетей ограниченной мощности;
- минимальные колебания установленных значений сварочного тока и напряжения из-за взаимного влияния постов (не более  $\pm 10\%$  от установленных значений) при использовании источников тока для компоновки многопостовых систем питания сварочным током в самоходных и передвижных агрегатах;
- эксплуатацию источников в диапазоне температур от минус 40 0С до плюс 40 0С;

					Огневые работы	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		39

– условия, при которых номинальный сварочный ток при ПВ = 60 % должен составлять не менее 250 А [21].

Учитывая, что источники сварочного тока могут использоваться как стационарно, так и в составе автономных агрегатов питания, к ним предъявляются дополнительные требования по стойкости к воздействию внешних климатических и механических факторов:

- степень защиты IP23 по ГОСТ 14254-96 [22];
- относительная влажность окружающей среды 80 % при  $t = 20 \text{ }^{\circ}\text{C}$ ;
- стойкость к воздействию механических факторов внешней среды – группа M18 по ГОСТ 17516.1-90 [23].

Для ручной дуговой сварки покрытыми электродами выбираем сварочный инвертор Lincoln Electric Invertec V350-PRO.

Сварочный инвертор Lincoln Electric Invertec V350-PRO – наиболее мощный портативный универсальный инверторный источник в своем классе. Высокие сварочно-технологические характеристики позволяют осуществлять ручную дуговую, аргоно-дуговую и полуавтоматическую сварку.

Данная модель легко подключается к механизму подачи и оснащена цифровым дисплеем панели управления. В стандартной комплектации аппарат оснащен функциями регулировки индуктивности и «Форсирования дуги» (Arc Force).

Особенности:

- превосходное качество сварки при различных сварочных процессах: ручной дуговой сварки электродами с основным, рутиловым и целлюлозным типом покрытия, полуавтоматической и сварки порошковой проволокой;
- принцип автоматического распознавания и подключения устройств позволяет быстро подключить аппарат к механизму подачи проволоки;
- прочный корпус аппарата оснащен роликовым механизмом и рельсами для удобства перемещения;
- четкий и яркий цифровой дисплей;
- функциональный и простой интерфейс панели управления;

					Огневые работы	Лист
						40
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

- источник соответствует требованиям стандартов IEC974-1, ROHS и CE;
- сварочные процессы – MMA, TIG, MIG, FCAW, CAG-A;
- данное оборудование включено в реестр ОАО «Газпром».

Таблица 8 – Технические характеристики

Характеристика	Значение
Наименование	V350-PRO CE
Номер по каталогу	K1728-12
Сеть питания	200/220/380/415/440/3/50-60
Свароч. ток/ Напряж. / ПВ	350А/34В/60% - 3ф. 300А/32В/100% - 3ф. 320А/33В/60% - 1ф. 275А/31В/100% - 1ф.
Диапазон рег. свароч. тока	15-425 А Н. х.х: 80В DC
Габаритные размеры ВхШхД (мм)	376 x 338 x 709
Вес (кг)	38
Производитель	Lincoln Electric, США

### 3.3 Технологический процесс сборки и сварки

Перед сборкой следует осмотреть поверхности кромок свариваемых элементов. Устранить шлифованием на наружной поверхности неизолированных торцов труб или переходного кольца цапапины, риски, задиры глубиной до 5 % от нормативной толщины стенки, но не более минусового допуска на толщину стенки в соответствии с техническими условиями или ГОСТом на трубы.

Концы труб с забоинами и задирами фасок глубиной более 5 мм или вмятинами глубиной более 3,5 % от диаметра труб, а также любые вмятины с надрывами или резкими перегибами, имеющие дефекты поверхности, исправлению не подлежат и должны быть вырезаны.

После вырезки участка с недопустимыми дефектами следует выполнить УЗК участка, прилегающего к торцу шириной не менее 40 мм по всему периметру трубы для выявления расслоений. Если в процессе УЗК выявлено наличие расслоений, должна быть произведена обрезка трубы на расстоянии не менее 300 мм от торца и произведен ультразвуковой контроль.

При сборке стыков труб с одинаковой нормативной толщиной стенки должны соблюдаться следующие требования смещение внутренних кромок бесшовных труб не должно превышать 2 мм. Допускаются местные внутренние смещения кромок труб, не превышающие 3 мм на длине не более 100 мм. Величина наружного смещения в этом случае не нормируется, однако при выполнении облицовочного слоя шва должен быть обеспечен плавный переход поверхности шва к основному металлу. Для труб с нормативной толщиной стенки до 10 мм допускается смещение кромок до 40 % от нормативной толщины стенки, но не более 2 мм.

При сборке запрещается ударная правка концов труб, как без нагрева, так и с нагревом.

При сборке заводские (как продольные, так и спиральные) швы следует смещать относительно друг друга не менее, чем на 50 мм при диаметре до 219 мм, на 75 мм - при диаметре свыше 219 до 530 мм, на 100 мм - при диаметре свыше 530 мм. Рекомендуется располагать заводские продольные швы в верхней половине периметра свариваемых труб.

При сборке под последующую сварку корневого слоя шва электродами с основным видом покрытия количество прихваток, равномерно распределенных по периметру стыка, зависит от диаметра труб и должно соответствовать техническим условиям на сварку данных труб. В нашем случае ставится 4 прихватки смещенных на 90° относительно друг друга по периметру трубы. Размеры прихваток для диаметра 273 мм принимается равным 40-50 мм. Режимы сварки при выполнении прихваток должны соответствовать режимам сварки корневого слоя шва. Расположение прихваток показано на рисунке 3.

					Огневые работы	Лист
						42
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

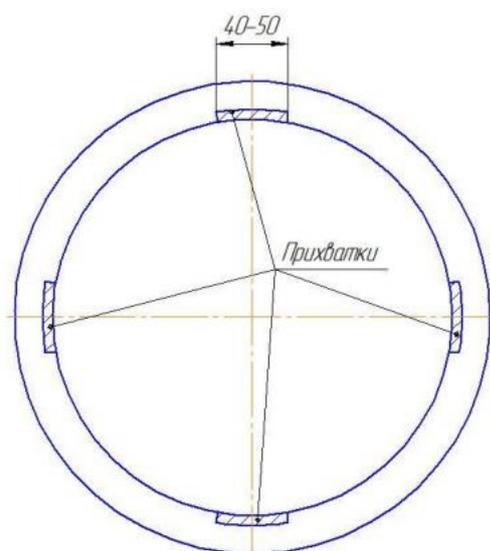


Рисунок 5 – Схема расположения прихваток

Не допускается перемещать или подвергать любым внешним воздействиям сваренный стык до полного завершения корневого слоя шва, выполненного электродами с основным видом покрытия [1].

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата

## 4 РАСЧЕТНАЯ ЧАСТЬ

### 4.1 Расчет толщины стенки газопровода

Расчет толщины стенки газопровода ведется по методике отраженной в [6].  
Исходные данные для расчета толщины стенки газопровода диаметра 1020 мм:

$p = 5.5$  МПа – проектное рабочее давление;

$R_1^H = 510$  МПа – нормативное сопротивление растяжению металла трубы;

$R_2^H = 360$  МПа – нормативное сопротивление сжатию металла трубы;

Категория II - категория участка трубопровода;

$m$  - коэффициент условий работы трубопровода  $m=0,75$ ;

$k_1 = 1,34$  - коэффициент надежности по материалу принимаем по табл. 9 [6];

$k_n = 1$  - коэффициент надежности по назначению трубопровода, принимаемый по табл. [6];

$k_1 = 1,15$  - коэффициент надежности по материалу, принимаемый по табл. 10[6];

$\Delta t = 40$  - расчетный температурный перепад;

Принятый минимальный радиус упругого изгиба оси трубопровода  $r = 750$  м  
Расчетное сопротивление растяжению металла трубы определяется по формуле:

$$R_1 = \frac{R_1^H m}{k_1 k_n} = \frac{510 \cdot 0,75}{1,34 \cdot 1} = 285,45 \text{ МПа} \quad (14)$$

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

$k_1 = 1,34$  - коэффициент надежности по материалу принимаем по табл. [6];

$k_n = 1$  – коэффициент надежности по назначению трубопровода, принимаемый по табл. [6].

Расчетное сопротивление сжатию металла трубы определяется по формуле:

					<i>Организация ремонтно-восстановительных работ по результатам проведения внутритрубной диагностики магистрального газопровода «Парабель-Кузбасс»</i>		
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докцм.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>	Расчетная часть  Отделение нефтегазового дела Группа 2Б7А		
<i>Разраб.</i>		<i>Новикова Е.Ю.</i>		<i>11.06</i>			
<i>Рцковод.</i>		<i>Брусник О.В.</i>		<i>11.06</i>			
<i>Рцк-ль ООП</i>		<i>Брусник О.В.</i>		<i>11.06</i>			
					<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
						44	101

$$R_2 = \frac{R_2^H m}{k_2 k_n} = \frac{360 \cdot 0,75}{1,15 \cdot 1} = 234,78 \text{ МПа} \quad (15)$$

где:  $k_2$  - коэффициент надежности по материалу. принимаемый по табл. 10[6].

Расчетную толщину стенки трубопровода, см, определяем по формуле:

$$\delta = \frac{npD_n}{2(R_1 + np)} = \frac{1,1 \cdot 5,5 \cdot 102}{2(285,45 + 1,1 \cdot 5,5)} = 1,06 \text{ см} \quad (16)$$

где:  $n$  – коэффициент надежности по нагрузке — внутреннему рабочему давлению в трубопроводе, принимаемый по [6];

$p = 5,5$  МПа – расчетное рабочее давление;

$D_n = 102$  см – наружный диаметр трубопровода.

Принимаем предварительное значение толщины стенки  $\delta = 1.1$  см.

Принятая толщина стенки должна быть не менее 1/140 значения наружного диаметра труб и не менее 4 мм т.е. удовлетворять условию:

$$\frac{D_n}{140} \leq \delta \geq 0,4 \quad (17)$$

$\frac{102}{140} \leq 1,0 \geq 0,4$ . Условие выполняется.

Внутренний диаметр трубопровода равен:

$$D_{вн} = D_n - 2\delta = 102 - 2 \cdot 1,1 = 99,8 \text{ см} \quad (18)$$

Продольное осевое напряжение от расчетных нагрузок и воздействий:

$$\alpha_{пр.N} = -\alpha E \Delta t + \mu \frac{npD_{вн}}{2\delta_n}, \text{ МПа} \quad (19)$$

$$\alpha_{пр.N} = -0,000012 \cdot 206000 \cdot 40 + 0,5 \cdot \frac{1,1 \cdot 5,5 \cdot 99,8}{2 \cdot 1,1} = 38,35, \text{ МПа}$$

где:  $\Delta t = 40$  - расчетный температурный перепад, °C;

$$\psi_3 = \sqrt{1 - 0,75 \left( \frac{\alpha_{кц}^H}{m \cdot 0,9k_n R_2^H} \right)^2} - 0,5 \frac{\alpha_{кц}^H}{m \cdot 0,9k_n R_2^H} \quad (20)$$

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

$$\Psi_3 = \sqrt{1 - 0,75 \left( \frac{249,5}{\frac{0,75}{0,9 \cdot 1} \cdot 360} \right)^2} - 0,5 \frac{249,5}{\frac{0,75}{0,9 \cdot 1} \cdot 360} = 0,693 - 0,416 = 0,227$$

Значение продольного напряжения от нормативных нагрузок и воздействий:

$$\alpha_{\text{пр}}^{\text{H}} = \mu \alpha_{\text{кц}}^{\text{H}} - \alpha E \Delta t \pm \frac{E D_{\text{H}}}{2\rho}; \quad (21)$$

Положительное значение продольного напряжения от нормативных нагрузок и воздействий:

$$\begin{aligned} \alpha_{\text{пр}(+)}^{\text{H}} &= \mu \frac{p \cdot D_{\text{вн}}}{2 \cdot \delta} - \alpha E \Delta t + \frac{E D_{\text{H}}}{2\rho} \quad (22) \\ &= 0,3 \cdot \frac{5,5 \cdot 99,8}{2 \cdot 1,1} - 0,000012 \cdot 206000 \cdot 40 \\ &\quad + \frac{206000 \cdot 102}{2 \cdot 75000} = 116,05 \text{ МПа.} \end{aligned}$$

Отрицательное значение продольного напряжения от нормативных нагрузок и воздействий:

$$\begin{aligned} \alpha_{\text{пр}(-)}^{\text{H}} &= \mu \frac{p \cdot D_{\text{вн}}}{2 \cdot \delta} - \alpha E \Delta t - \frac{E D_{\text{H}}}{2\rho} \quad (23) \\ &= 0,3 \cdot \frac{5,5 \cdot 100}{2 \cdot 1,0} - 0,000012 \cdot 206000 \cdot 40 - \frac{206000 \cdot 102}{2 \cdot 75000} \\ &= -164,11 \text{ МПа.} \end{aligned}$$

Принимаем в расчете большее по модулю значение:  $\alpha_{\text{пр}}^{\text{H}} = -164,11 \text{ МПа}$ .

Так как принятое значение  $\delta$  меньше ноля, то уточненное значение коэффициента  $\Psi_3 = 0,475$ .

Для предотвращения недопустимых пластических деформаций (в насыпи) трубопроводов производим проверку по условиям:

$$|\alpha_{\text{пр}}^{\text{H}}| \leq \Psi_3 \frac{m}{0,9k_{\text{H}}} R_2^{\text{H}}; 164,11 < 0,474 \cdot \frac{0,75}{0,9 \cdot 1} \cdot 360 = 142,2 \quad (24)$$

										Лист
										46
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	Расчетная часть					

$$\alpha_{\text{кц}}^{\text{н}} \leq \Psi_3 \frac{m}{0,9k_{\text{н}}} R_2^{\text{н}}; 249,5 < 0,474 \cdot \frac{0,75}{0,9 \cdot 1} \cdot 360 = 300 \quad (25)$$

Условие проверки на недопустимые пластические деформации выполняется.

#### 4.2 Расчет давления разрушения от продольных нагрузок

Необходимо рассчитать суммарное продольное напряжение:

$$\sigma_L = \sigma_L^N + \sigma_L^M \quad (26)$$

Растягивающее продольное напряжение учитывается, если выполняется условие

$$\sigma_L > \sigma_2 \quad (27)$$

здесь граничное значение продольных растягивающих напряжений

$$\sigma_2 = S_u \cdot \left[ \min(G_1, G_2) - 0,5 \cdot (1 - d_t) \cdot \left(1 - \frac{d_t}{M}\right)^{-1} \right] \quad (28)$$

Коэффициент

$$G_1 = 0,5 \cdot (1 - d_t \cdot \theta) \cdot \left(1 + \frac{S_y}{S_u}\right) \quad (29)$$

где относительная ширина дефекта

$$\theta = \frac{W}{\pi \cdot D} \quad (30)$$

здесь  $W$  – ширина дефекта по окружности трубы.

Если выполняется условие

$$\theta < \frac{1}{2 - d_t} \quad (31)$$

то

$$G_2 = \frac{2}{\pi} \cdot \left(1 + \frac{S_y}{S_u}\right) \cdot \left(\cos \left[\frac{d_t \cdot \theta \cdot \pi}{2}\right] - \frac{d_t}{2} \cdot \sin[\theta \cdot \pi]\right) \quad (32)$$

Если (32) не выполняется, то

$$G_2 = \frac{2}{\pi} \cdot \left(1 + \frac{S_y}{S_u}\right) \cdot \left((1 - d_t) \cdot \sin \left[\frac{\pi}{2} \cdot \frac{1 - d_t \cdot \theta}{1 - d_t}\right] + \frac{d_t}{2} \cdot \sin[\theta \cdot \pi]\right) \quad (33)$$

										Лист
										47
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	Расчетная часть					

Если для дефекта выполняется условие (27), то разрушающее давление от продольных нагрузок определяется как

$$p_f^L = p_f^0 \cdot \left(1 + \frac{S_y}{S_u}\right) \cdot \left(1 - d_t \cdot \theta - \frac{2 \cdot \sigma_L^N}{S_y + S_u} - \frac{2}{\pi} \cdot H_2\right) \quad (34)$$

здесь коэффициент  $H_2$  учитывает влияние растягивающих продольных напряжений в стенке трубы. Он определяется разными выражениями в зависимости от  $\theta$ . При

$$\theta \geq \frac{1}{\pi} \cdot \arcsin \left[ \min \left( 1, \frac{\sigma_L^M}{S_y + S_u} \cdot \frac{\pi}{2 - d_t} \right) \right] \quad (35)$$

используется выражение

$$H_2 = \arcsin[\min(1, H_3)] \quad (36)$$

в противном случае используется выражение

$$H_2 = (1 - d_t) \cdot \arcsin \left[ \min \left( 1, \frac{H_3}{1 - d_t} \right) \right] \quad (37)$$

здесь в формулах (36 и (37)

$$H_3 = \frac{\pi}{2} \cdot \frac{\sigma_L^M}{S_y + S_u} + \frac{d_t}{2} \cdot \sin[\theta \cdot \pi] \quad (38)$$

Сжимающее продольное напряжение учитывается, если выполняется условие

$$\sigma_L < \sigma_1 \quad (39)$$

здесь граничное значение продольных сжимающих напряжений

$$\sigma_1 = -\frac{S_u}{2} \cdot \frac{1 - d_t}{1 - \frac{d_t}{M}} \quad (40)$$

Если для дефекта выполняется условие (39), то давление разрушения от продольных нагрузок определяется как

$$p_f^L = p_f^0 \cdot \left(1 + \frac{\sigma_L}{S_u} \cdot \frac{1}{A_r}\right) \cdot \left(1 - \frac{1}{2 \cdot A_r} \cdot \frac{1 - d_t}{1 - \frac{d_t}{M}}\right)^{-1} \quad (41)$$

здесь  $A_r$  – коэффициент уменьшения площади поперечного сечения в зоне дефекта

					Расчетная часть	Лист
						48
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

$$A_r = 1 - d_t \cdot \theta \quad (42)$$

Дефект лежит в нейтральной области – если одновременно не выполняются оба условия (27) и (39). В этом случае расчёт давления разрушения от продольных нагрузок не производится, для определённости используется выражение

$$p_f^L = 100 \quad (43)$$

это означает, что продольные нагрузки для дефекта заведомо меньше, чем кольцевые.

*Замечания по расчёту продольных нагрузок.* Давление  $p_f^L$  может получиться отрицательным – тогда для давлений и КБД дефекта устанавливаются фиксированные значения.

Настоящая методика реализует механизм учёта взаимодействия близко расположенных коррозионных дефектов [26].

					Расчетная часть	Лист
						49
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

## 5 ТЕХНОЛОГИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ

### 5.1 Сущность ремонта ЛЧ МГ

Ремонт ЛЧ МГ включает комплекс работ, направленных на поддержание или восстановление проектных характеристик газопроводов или их отдельных участков, конструкций и систем.

Решение о необходимости ремонта ЛЧ МГ принимают на основании анализа и оценки технического состояния газопровода, при то учитывают:

- результаты осмотров и диагностических обследований;
- отказы за период эксплуатации участка газопровода;
- наличие участков газопроводов, эксплуатируемых с пониженным рабочим давлением.

Ремонтные работы на ЛЧ МГ подразделяют:

- на плановые – ремонт газопроводов по ранее установленным планам-графикам, включая комплексный капитальный ремонт трасс МГ;
- внеплановые – ремонт газопроводов по техническому состоянию в целях предотвращения отказов ЛЧ;
- аварийно-восстановительные – устранение последствий аварий, инцидентов.

Выполнение ремонтных работ проводится:

- с выводом участка газопровода из работы (с отключением участка от действующего МГ). При выводе участка газопровода в ремонт выполняют специальные мероприятия, предусмотренные проектом, по компенсации возможных смещений участка газопровода, остающегося в эксплуатации (использование заземленного в грунте заглушенного участка газопровода, подземных компенсаторов-упоров или иных технических решений). Вывод участков газопровода в ремонт осуществляет филиал ЭО в соответствии с

					<i>Организация ремонтно-восстановительных работ по результатам проведения внутритрубной диагностики магистрального газопровода «Парабель-Кузбасс»</i>			
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докum.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>	Технологическая часть	<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
Разраб.		Новикова Е.Ю.		11.06				
Рцковод.		Брусник О.В.		11.06			50	101
Рцк-ль ООП		Брусник О.В.		11.06				
					Отделение нефтегазового дела Группа 2Б7А			

требованиями СТО Газпром 2-2.3-231-2008;

– понижение давления (или без снижения давления). Производство ремонтных работ с применением технологии врезки под давлением проводится в соответствии с требованиями СТО Газпром 2-2.3-116-2007 и СТО Газпром 14-2005.

Различают капитальный ремонт ЛЧ МГ и комплексный капитальный ремонт трасс МГ. Согласно СТО Газпром 2-3.5-454-2010: «Комплексный капитальный ремонт трасс магистральных газопроводов – комплекс мероприятий, входящих в состав капитального ремонта магистральных газопроводов, направленных на поддержание трасс магистральных газопроводов в работоспособном состоянии, а также на повышение надежности и безопасности их эксплуатации».

План выполнения комплексного капитального ремонта трасс МГ составляет филиал ЭО. ЭО включает план в проект программы капитального ремонта и представляет на утверждение в ОАО «Газпром».

Виды работ, выполняемых при капитальном ремонте ЛС МГ и при комплексном капитальном ремонте трасс МГ:

- замена труб или участков газопроводов, дальнейшая эксплуатация которых невозможна;
- замена участков газопроводов в связи с изменением их категорийности;
- замена защитного покрытия труб в трассовых или заводских (базовых) условиях;
- устранение дефектов и ремонт труб и сварных соединений в том числе по результатам диагностирования (ВТД, электрометрические обследования и др.);
- прокладка газопровода параллельно участку, подлежащему ремонту с включением его в работу и демонтажем дефектного участка без изменения трассы;

					Технологическая часть	Лист
						51
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

- замена линейных крановых узлов, том числе с переносом их из зон повышенной опасности, замена соединительных деталей;
- ремонт переходов через искусственные и естественные препятствия, в т. ч. восстановление, удлинение или установка защитных футляров газопроводов на переходах через автомобильные, железные дороги и др.;
- устройство подъездных и вдольтрассовых проездов для производства ремонтных работ;
- разработка карьеров и заготовка минерального грунта для производства ремонтных работ на газопроводах;
- восстановление проектного положения газопровода или его технических характеристик;
- восстановление и устройство балластировки газопроводов;
- приведение к проектному значению напряженно-деформированного состояния газопроводов, проходящих в сложных рельефных, геологических и гидрологических условиях (обводненные и заболоченные участки, участки с проявлением карстовых и оползневых явлений, участки на многолетнемерзлых грунтах и др.);
- восстановление объектов обустройства ЛЧ МГ (тоннельных переходов, водопропусков, переездов, пересечений с коммуникациями, знаков, ограждений и т.д.);
- комплекс работ по ликвидации древесно-кустарниковой растительности, включая ее рубку, утилизацию порубочных остатков и химическую обработку;
- замена или установка временных узлов и камер запуска и приемка ВТУ;
- замена неравнопроходных участков газопровода на равнопроходные, неравнопроходной линейной трубопроводной арматуры на равнопроходную;
- замена участков газопровода с изменением радиуса кривизны;

					Технологическая часть	Лист
						52
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

- замена дефектных участков газопровода, ТПА и СДТ, подключение газопроводов-отводов, перемычек, байпасных линий, в том числе с применением технологии врезки под давлением;
- комплекс работ, обеспечивающий перекачку газа из газопровода в газопровод при подготовке к ремонтным работам;
- замена подводного перехода газопровода методом ННБ;
- работы по приведению ЛЧ МГ в соответствие с НД.

Виды работ, выполняемых при комплексном капитальном ремонте трасс МГ:

- выборочная замена дефектных труб или части трубы на отдельных участках газопровода;
- ремонт труб шлифовкой, сваркой, установка упрочняющих конструкций;
- выборочный ремонт защитного покрытия газопровода;
- восстановление проектного положения участка газопровода;
- устранение утечек газа и свищей;
- ремонт защитных футляров;
- восстановление подъездных дорог к узлам и элементам ЛЧ МГ (подъездов к площадкам крановых узлов, аварийного запаса и пр.) и вдольтрассовых проездов;
- выполнение работ по предотвращению образований оврагов, размывов, карстовых явлений и просадок грунта, восстановление дамб;
- сведение древесно-кустарниковой растительности;
- ремонт водопропускных сооружений и берегоукрепительных устройств;
- ремонт стеллажей и пополнение аварийного запаса материально-технического ресурса, восстановление защитного покрытия, обновление надписей и обозначений;

					Технологическая часть	Лист
						53
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

- ремонт вертолетных площадок, площадок (стоянок) аварийной техники, территорий и зданий;
- установка знаков безопасности и знаков закрепления трас МГ;
- ремонт фундаментов, опор креплений, ограждений и других конструктивных узлов и элементов ЛЧМГ;
- закрепление подвижных грунтов;
- ремонт крановых площадок, площадок пуска и приема ВТУ, ТПА, метанольниц, амбаров и т. п.

Ремонт ЛЧ МГ выполняют специализированные организации или филиалы ЭО. Разрешение на проведение ремонтных работ выдает ЭО. Сварку гарантийных стыков, заварку технологических отверстий, приварку иловых заглушек, испытания газопроводов газом выполняют ЭО.

УАВР и/или АВП привлекают к ремонтным работам по распоряжению ЭО.

## **5.2 Последовательность проведения капитального ремонта**

*Последовательность проведения капитального ремонта методом сплошной переизоляции с частичной заменой труб (2.3).*

					Технологическая часть	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		54

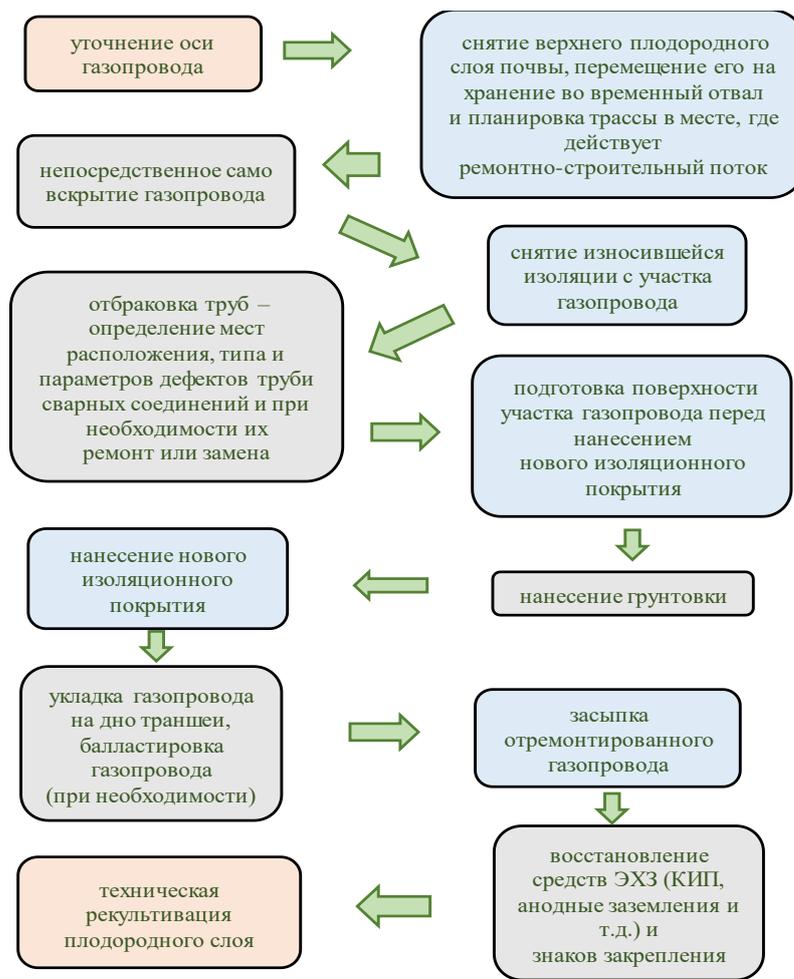


Рисунок 6 – Последовательность проведения капитального ремонта методом с частичной заменой труб [1]

*Последовательность проведения капитального ремонта методом с полной заменой труб (2.3).* Технология производства работ при проведении ремонта газопровода с полной заменой труб аналогична технологии строительства нового газопровода.

Работы при параллельной прокладке участка осуществляются в два этапа:

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

При этом возможны два варианта подключения:

- 1) с использованием технологии врезки по давлению в действующий газопровод в соответствии с СТО Газпром 2-2.3-116-2007 при невозможности остановки работы участка действующего газопровода;

2) подключение нового участка к действующей системе после отключения действующего участка газопровода и освобождения его от газа.

Заменяемый участок газопровода подлежит демонтажу, включая очистку, отбраковку, разрезку и складирование [1].

Выборочный капитальный ремонт локальных участков газопровода по данным диагностики (2.3) выполняется в соответствии с [5].

### 5.3 Земляные работы

Земляные работы при ремонте газопроводов выполняются в строгом соответствии с требованиями ППР.

Характер и технология производства земляных работ зависят от технического состояния газопровода, выбранного метода ремонта, вида грунта и климатических условий.

В зависимости от технического состояния газопроводов, вида грунта и выбранного метода ремонта земляные работы могут включать:

- снятие плодородного слоя грунта;
- снятие минерального грунта над газопроводом;
- вскрытие ремонтируемого участка газопровода;
- засыпку разработанной траншеи;
- разработку новой траншеи;
- засыпку отремонтированного газопровода, включая подбивку и уплотнение грунта под ним;
- восстановление плодородного слоя грунта (рекультивацию земли);
- устройство водоотводных канав, стоков;
- устройство ограждающих дамб;
- разработку околотрубных траншей для заглубления трубопровода, разработку карьеров [1].

Вскрытие пересекаемых газопроводом действующих коммуникаций, находящихся в ведении сторонних организаций (трубопроводов, кабелей и др.), производится в присутствии представителей этих организаций.

					Технологическая часть	Лист
						56
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

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 (труб, кабеле и др.). Оставшийся грунт дорабатывается вручную с принятием мер, исключающих возможность повреждения этих коммуникаций [1].

Минимальное расстояние от поверхности трубопровода при разработке грунта механизированным способом:

– 0,2 м – в случае производства работ на отключенном участке (при отсутствии защитных конструкций);

– 0,5 м – в случае производства работ на действующем участке.

Далее земляные работы ведут вручную, без применения ударных инструментов.

При ремонте в траншее вскрытие осуществляется в два этапа:

– первый этап – вскрытие газопровода с разработкой боковых траншей ниже нижней образующей трубопровода на глубину, равную диаметру ремонтируемого газопровода;

– второй этап – разработка грунта под газопроводом на глубину, обеспечивающую похождение ремонтной техники, но не менее 0,65 м – для газопроводов диаметром до 820 мм; 0,8 м – для газопроводов 1020-1420 мм.

В местах, где механизированное вскрытие газопровода невозможно, но выполняется вручную.

При ремонте на берме траншеи вскрытие производится до нижней образующей с последующим подъемом газопровода на берму траншеи, удалением с трубопровода старого изоляционного покрытия и укладкой на инвенторные опоры.

Минимальная ширина полосы, с которой снимается плодородный слой почвы, равняется ширине траншеи по верху плюс 0,5 м в каждую сторону, максимальная – ширине полосы отвода.

					Технологическая часть	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		57

Плодородный слой почвы снимается и перемещается во временный отвал [1].

Не допускается смешивание плодородного слоя почвы с минеральным грунтом.

Поперечные профили и размеры разрабатываемых траншей в грунтах различной плотности и влажности устанавливаются ППР в зависимости от принятой технологии, диаметра ремонтируемого газопровода, а также габаритных размеров применяемых машин и механизмов.

При разработке траншеи с вертикальными стенками без крепления глубину траншеи и крутизну откосов принимают в зависимости от вида грунта.

Таблица 9 – Крутизна откосов котлована [1]

Вид грунтов	Крутизна откоса при глубине выемки, м, не более		
	1,5	3	5
Насыпные неуплотненные	1:0,67	1:1	1:1,25
Песчаные и гравийные	1:0,5	1:1	1:1
Супесь	1:0,25	1:0,67	1:0,85
Суглинок	1:0	1:0,5	1:0,75
Глина	1:0	1:0,25	1:0,5
Лессы и лессовидные	1:0	1:0,5	1:0,5

Примечание. При напластовании различных видов грунтов крутизну откосов определяют по наиболее слабому виду грунта.

В водонасыщенных грунтах работы по ремонту газопровода, включая его вскрытие, производятся с применением технологий понижения уровня грунтовых вод.

Грунт, извлеченный из траншей, укладывается в отвал с одной стороны траншеи. Другая сторона остается свободной для передвижения ремонтной колонны. Во избежание отвала грунта, извлеченного из траншеи, а также обрушения стенок траншеи основание отвала извлеченного грунта располагается в зависимости от состояния грунта и погодных условий, но не ближе 0,5 м от края траншеи.

В скальных, щебенистых грунтах, а также сухих комковатых и мерзлых грунтах газопровода укладываются в траншею на подсыпку из мягкого грунта (песка) толщиной не менее 10 см над вступающими неровностями основания траншеи и там же грунтом присыпают на высоту 20 см над верхней образующей.

Засыпка траншеи минеральным грунтом осуществляется бульдозером с обеих или с одной стороны. В отдельных случаях засыпка траншеи грунтом производится одноковшовым экскаватором. При засыпке газопровода необходимо обеспечить сохранность труб и изоляционного покрытия, а также плотное прилегание газопровода ко дну траншеи.

После естественного или искусственного уплотнения грунт выполняется техническая рекультивация, которая заключается в возвращении плодородного слоя почвы на нарушенную площадь. Далее выполняется биологическая рекультивация, предусматривающая проведение комплекса агротехнических мероприятий, определенных проектом [1].

#### **5.4 Требования безопасности при проведении земляных работ**

Земляные работы проводят при наличии плана (схемы) территории с нанесенными наземными и подземными коммуникациями (обязательно) и по согласованию между соответствующими подразделениями филиала ЭО.

Земляные работы с использованием землеройного механизма машинист выполняет согласно наряду-допуску.

Запрещено передвижение строительных машин и механизмов, не участвующих непосредственно в ремонтных работах, в охранной зоне действующих газопроводов без сопровождения лица, ответственного за безопасное проведение работ.

При вскрытии газопровода запрещается производство других работ и нахождение людей в зоне действия движущихся частей экскаватора.

Машины и механизмы должны располагаться на безопасном расстоянии от края траншеи в зависимости от вида грунта, погодных условий и профиля траншеи, но не ближе 1,5 м.

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

Размер котлована (траншеи) должен обеспечивать размещение необходимого оборудования в зависимости от вида выполняемых работ, а также удовлетворять условиям безопасного выполнения работ.

При выполнении работ на газопроводе диаметром до 800 мм в котловане устраивают не менее двух выходов (по одному в каждую сторону от оси трубы), если диаметр газопровода 800мм и более, то котлован должен иметь не менее четырех выходов, расположенных по два с каждой стороны от трубы. Выходы выполняют в виде ступеней, пологих спусков и приставных лестниц.

Во время нахождения рабочих в траншее (котловане) без крепления стенок на поверхности рядом с траншеей не должны проводиться какие-либо работы, а тяжелые механизмы должны размещаться за пределами призмы возможного обрушения грунта.

Отвал грунта на трасы действующих газопроводов и коммуникаций при выполнении земляных работ запрещен.

При выполнении работы одноковшовым экскаватором его гусеницы должны быть заторможены, при перерывах в работе и чистке ковша должен всегда опускаться на грунт.

## **5.5 Сварочные работы и контроль качества сварных соединений**

Сварочные работы являются частью ремонтно-восстановительных работ, проводимых на МГ, и относятся к огневым работам, выполняемых согласно стандартам ОАО «Газпром».

В зависимости от методов ремонта, видов дефектных труб и сварных соединений, их параметров и количества следует руководствоваться:

- СТО Газпром 2-2.2-115-2007(часть I) [7] – при ремонте участков газопроводов с использованием новых и пригодных к дальнейшему использованию бывших в эксплуатации труб («катушек»);
- СТО Газпром 2-2.3-116-2007 [2], СТО Газпром 2-2.2-115-2007 (часть II) [8] – при ремонте участков газопроводов под давлением, с транспортировкой

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

или без транспортировки газа, с применением технологии врезки под давлением и ремонте с применением стальных разрезных муфт;

– СТО Газпром 2-2.2-115-2007 (часть II) [8] – при ремонте труб и сварных соединений сваркой (наплавкой, заваркой), вваркой заплат или патрубков на участках газопроводов, выведенных из работы;

– РД 558-97 (раздел II) [18] – при выполнении ремонтно-восстановительных работ на газопроводах, транспортирующих сероводородсодержащих газ.

Контроль качества вновь сваренных кольцевых монтажных стыков выполняется в соответствии с требованиями главы 6 СТО Газпром 22.4-083.

При проведении ремонтных работ остаточная величина МП (намагниченность) труб газопроводов не должна превышать 20Гс. При намагниченности более 20 Гс должно производиться размагничивание труб.

### **5.6 Требования безопасности при проведении газоопасных работ**

Газоопасные работы, проводимые на ЛЧ МГ, относятся к работам повышенной опасности и должны проводиться с обязательным соблюдением положений Типовой инструкции по организации безопасного проведения газоопасных работ.

Выполнение газоопасных работ возможно только при наличии утвержденного плана, обеспечивающего безопасное ведение работ. План составляет ответственный руководитель работ на месте их проведения.

В плане ведения работ должны быть точно определены: расстановка людей, применяемое оборудование, механизмы и приспособления, подходы и выходы, способы вентиляции и т. д.

К выполнению газоопасных работ допускаются работники, прошедшие инструктаж и специальное обучение приемам и методам работы в газовзрывоопасной среде, применению газозащитных средств, знающие правила оказания помощи пострадавшим от воздействия газа. Состояние здоровья персонала должно позволять выполнять работы в противогазах и респираторах.

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

До начала проведения газоопасных работ должны быть обеспечены безопасные условия не только для тех работников, которые непосредственно участвуют в работе, но и для работников прилегающих территорий. Ответственный руководитель перед началом работ должен лично проверить выполнение всех подготовительных мероприятий и провести инструктаж всего персонала, участвующего в работе.

Во время ведения газоопасных работ персонал должен четко выполнять все указания ответственного руководителя.

Газоопасные работы должна выполнять бригада в составе не менее трех человек: выполняющий работу и два наблюдающих, которые должны находиться в таком же снаряжении, что и работающий, и быть готовыми оказать ему немедленную помощь в случае необходимости.

Во время работы в газовой среде необходимо применять противогаз с плотно подогнанной маской. Кроме того, работающий обязательно должен надевать предохранительный пояс с крестообразными лямками и прикрепленной к нему прочной сигнально-спасательной веревкой. Свободный конец должен быть выведен наружу и находиться в руках и наблюдающего.

Светильники, используемые при работах, должны быть во взрывозащищенном исполнении, а применяемый инструмент не должен давать искр.

### **5.7 Требования безопасности при проведении огневых работ**

Огневые работы – технологические операции, связанные с применением открытого огня, искрообразованием и нагреванием до температуры, способной вызвать воспламенение газа, горючих жидкостей, материалов и конструкций.

К огненным работам относят электросварку, газосварку, паяльные работы, механическую обработку металла с образованием искр и т. п.

Огневые работы на ЛЧ МГ относятся к работам повышенной опасности и должны проводиться в соответствии с требованиями СТО Газпром 14-2005 [3].

					Технологическая часть	Лист
						62
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Ответственный за проведение огневых работ назначается приказом ЭО или филиала в зависимости от их сложности. Он обязан лично руководить работами и несет ответственность за общую безопасность, дисциплину, качество и оперативность проведения работ в соответствии с нарядом-допуском и планом организации работы.

Место проведения огневых работ должно быть подготовлено для безопасного и удобного их выполнения – организованы свободные подходы и подъезды к месту работ, удалены лишние предметы, а также исключена возможность проникновения в зону проведения огневых работ посторонних лиц.

Место проведения огневых работ должно быть оснащено средствами пожаротушения.

На крановых узлах, отключающих место производства огневых работ, необходимо становить дежурство персонала для контроля положения и управления ЗА (по команде ответственного за проведение огневых работ).

Баллоны с ацетиленом, кислородом и сжиженным и углеводородным газами следует располагать не ближе 10 м от места проведения огневых работ.

Электросварочные агрегаты во время варки должны быть заземлены. Токоведущие провода к электроду должны быть хорошо изолированы.

Спецоборудование, имеющие двигателю внутреннего сгорания (ДВС) и электрооборудование, а также транспортные средства должны иметь искрогасители и исправную электросистему.

Место, на котором должны проводиться огневые работы, необходимо отключить от газопровода временными герметизирующими устройствами (ВГУ), предварительно проверив их состояние.

ВГУ накачиваются воздухом до давления в соответствии с инструкцией по эксплуатации, устанавливаются на расстоянии не менее 8 м в обе стороны от места выполнения огневых работ между технологическими отверстиями и местом работы.

За состоянием установленных ВГУ необходимо осуществлять постоянный контроль.

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

При огневых работах на газопроводах диаметром до 200 мм допускается отключать место работы временными глиняными пробками.

Ответственный за проведение огневых работ обязан немедленно прекратить их в случае невыполнения (нарушения) мер безопасного ведения работ.

Огневые работы должны быть также прекращены:

- при загорании газа (ЛВЖ) внутри газопровода;
- горении газа, препятствующего ведению огневых работ;
- возникновении аварийной ситуации на объекте, расположенном в опасной зоне;
- внезапном негативном изменении организационных, а также погодных условий.

Огневые работы разрешается продолжить после устранения выявленных неисправностей и восстановления давления газа в газопроводе в необходимых пределах.

После завершения ремонтных работ и вытеснения газозвдушной смеси отремонтированный участок газопровода подвергают испытанию давлением в течение двух часов.

При этом весь персонал и техника должны быть удалены за пределы опасной зоны.

## **5.8 Технология производства работ на газопроводах врезкой под давлением**

Технологию производства работ врезкой под давлением без остановки транспорта газа применяют как способ ведения работ при ремонте и реконструкции газопроводов, а также подключении вновь построенных газопроводов в газопроводы под давлением.

Применение данной технологии позволяет производить вышеуказанные работы без прекращения подачи газа потребителям, потерь газа и возможного возникновения экологических проблем (при стравливании газа в атмосферу).

					Технологическая часть	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		64

Работы с применением технологии врезки под давлением должны проводиться в соответствии с требованиями СТО Газпром 2-2.3-116-2007 [2].

Не допускается проводить работы на газопроводе под давлением без проекта, разработанного специализированной проектной организацией и утвержденного в установленном порядке, а также отступать от проекта работ.

Запрещается на время производства работ на газопроводе врезкой под давлением подъем давления на параллельных и пересекающих его нитках газопроводов.

Выполнение работ по врезке и перекрытию полости газопровода под давлением в ОАО «Газпром» проводят с применением специального оборудования компании «Т. Д. Вильямсон». Допускается применение оборудования других производителей, по своим техническим характеристикам не уступающего оборудованию компании «Т. Д. Вильямсон», при этом технические условия на оборудование должны быть согласованы с ОАО «Газпром».

Выборочны капитальный ремонт газопроводов с заменой дефектных участков труб, ЗРА, СДТ без прекращения транспорта газа производят с врезкой временного байпаса, либо вновь построенного участка газопровода (лупинга), и перекрытием полости газопровода по концам ремонтируемого участка.

Рассмотрим технологию врезки под давлением на примере выборочного капитального ремонта газопровода с врезкой временного байпаса и перекрытием полости газопровода с использованием четырех разрезных приваренных тройников.

					Технологическая часть	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		65

Последовательность выполнения работ:

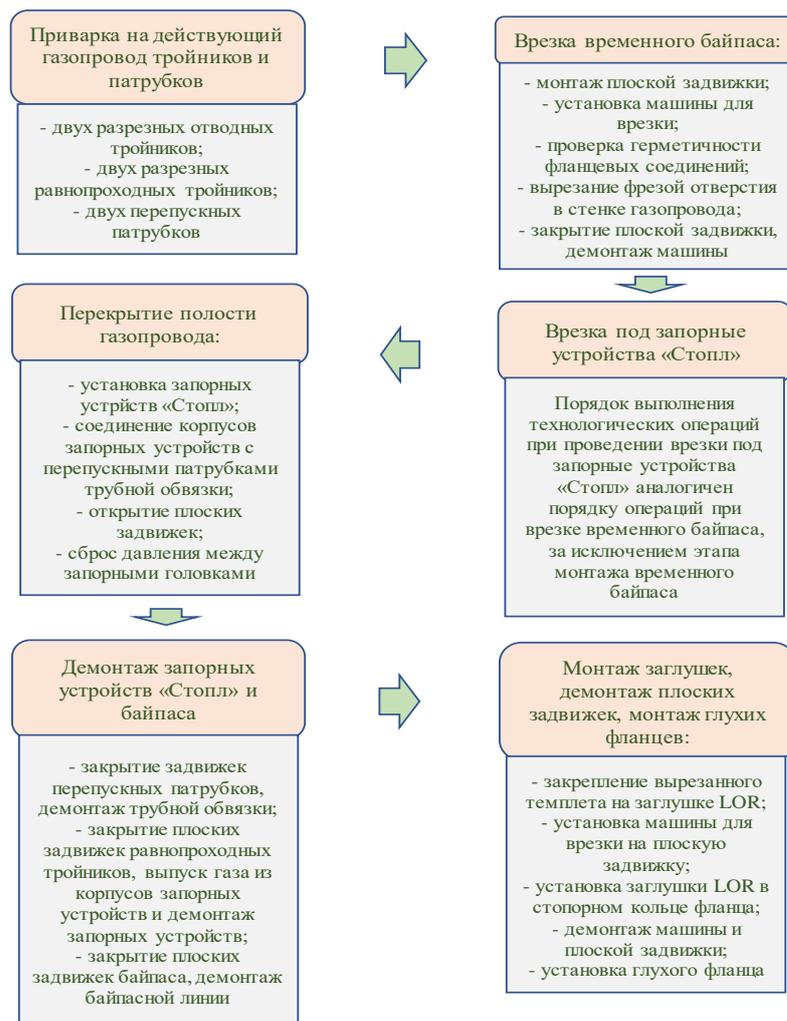


Рисунок 7 – Технология врезки под давлением на примере выборочного капитального ремонта газопровода [2]

В указанной последовательности монтируют заглушку LOR и глухой фланец на фланец тройника байпаса. Аналогичные работы производят на другом конце участка.

По завершении работ поднимают давление на отремонтированном участке до уровня проходного рабочего давления газопровода, проводят испытание отремонтированного участка проходным рабочим давлением [2].

### 5.9 Требования охраны труда и техники безопасности при проведении врезки под давлением

При выполнении врезки под давлением необходимо соблюдать требования СТО Газпром 2-2.3-116-2007 [2], СТО Газпром 14-2005 [3].

					Технологическая часть	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		66

Врезку отводов, перемычек, лупингов, байпасов, переходов и перекрытие полости газопровода под давлением следует производить под руководством ответственного лица, прошедшего проверку знаний правил производства работ и допущенного к руководству этими работами.

Перед началом работ ответственное лицо должно проинструктировать исполнителей по мероприятиям, предусмотренным нарядом-допуском и планом организации огневых работ (при сложных огневых работах).

Перед началом работ должны быть определены границы опасной зоны.

Концентрация горючих паров и газов в зоне проведения работ не должна превышать предельно допустимую взрывобезопасную, равную 20% от нижнего концентрационного предела воспламенения. Количественное содержание горючих газов и их паров в воздухе следует определять перед началом огнеопасных работ и периодически в процессе их проведения газоиндикаторами. При необходимости следует обеспечить принудительную вентиляцию зоны проведения работ.

Огневые работы разрешается проводить при наличии на месте их проведения необходимых противопожарных средств и оборудования.

Места производства работ по врезке и перекрытия должны быть защищены навесом или укрытием от атмосферных осадков и ветра при его скорости более 5м/с. При скорости ветра выше 10 м/с проведение сварочно-монтажных работ не допускается. При изменении направления ветра в сторону расположения жилых зданий проведение работ по врезке под давлением следует прекратить.

Сварочно-монтажные работы, испытание узлов врезки, вырезку отверстий и перекрытие полости газопровода под давлением выполняют специализированные бригады. На время проведения работ персонал и оборудование, не задействованные в работах, должны находиться за границами охранной зоны.

Осветительное, сварочное оборудование и механизмы должны иметь исправную электропроводку.

					Технологическая часть	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		67

## 6 ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ

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

#### 6.1.1 Техничко-экономическое обоснование проведения работ

В данном разделе проекта рассматривается работа по устранению дефектов первоочередного ремонта, на основе современных технологических решений.

Потенциальным потребителем данной разработки является ПАО «Газпром».

В экономической части произведены расчеты эксплуатационных затрат на ремонт и устранение дефектов методом ремонта врезкой катушки.

Эксплуатационные затраты на устранение дефектов состоят из следующих элементов:

1. затраты на материалы;
2. затраты на оплату труда;
3. отчисления на соц. нужды;
4. амортизация.

### 6.2 Планирование выполнения работ

#### 6.2.1 Структура работ

Таблица 10 – Перечень этапов работ и распределение исполнителей

Основные этапы	№ раб.	Содержание работ	Должность исполнителя
Разработка технического задания	1	Составление и утверждение технического задания	Руководитель

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	Организация ремонтно-восстановительных работ по результатам проведения внутритрубной диагностики магистрального газопровода «Парабель-Кузбасс»			
Разраб.		Новикова Е.Ю.		11.06	Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Лит.	Лист	Листов
Рцковод.		Брусник О.В.		11.06			68	101
Рцк-ль ООП		Брусник О.В.		11.06		Отделение нефтегазового дела Группа 2Б7А		

Выбор направления исследований	2	Подбор и изучение материалов по теме	Инженер
	3	Выбор направления исследований	Руководитель, инженер
	4	Календарное планирование работ по теме	Руководитель, инженер
Теоретические и экспериментальные исследования	5	Анализ существующей схемы газопровода	Инженер
	6	Оценка влияния технологических параметров на качество работ	Инженер
Обобщение и оценка результатов	7	Оценка эффективности полученных результатов	Руководитель, инженер
	8	Оформление пояснительной записки	Инженер

### 6.2.2 Разработка графика выполнения работ

Таблица 11 – Календарный план-график проведения работ по проведению исследования

Код работы	Вид работ	Исполнители	Т <sub>к</sub> , кал, дн.	Продолжительность выполнения работ																				
				Дек.			Янв.			Фев.			Март			Апр			Май					
				1	2	3	1	2	3	1	2	3	1	2	3	1	2	3	1	2	3			
1	Составление и утверждение технического задания	Руководитель	17	■																				
2	Подбор и изучение материалов по теме	Инженер	29				■																	
3	Выбор направления исследований	Руководитель, инженер	9				■																	
4	Календарное планирование работ по теме	Руководитель, инженер	9				■																	
5	Анализ существующей схемы газопровода	Инженер	19							■														
6	Оценка влияния технологических параметров на качество работ	Инженер	21										■											
7	Оценка эффективности	Руководитель, инженер	7													■								



Таблица 13 – Расчет амортизационных отчислений для ремонта врезкой катушки

Наименование	Марка	Кол	Полная стоимость, руб.	Норма амортизации, %	Сумма амортизации, руб.
Бульдозер	Komatsu D 63E-12	1	97416000	20	1883200
Экскаватор	Daewoo SOLAR L 18W-V	1	5885000	20	1177000
Сварочная машина	Lincoln Electric Invertec V350-PRO	1	497550	20	99510
Самосвальная машина	Урал 5557-6121-74	1	4066000	20	813200
Вахтовая машина	Урал 3255"	1	2996000	20	599200
Трал	КРАЗ 6443-080-02	1	2247000	20	449400
Трубоискатель	ТИ-12	1	214000	10	21400
Ручная шлифовальная машина		1	13910	10	1391
Итого:		8	25335460		5044301

Далее определяем машино-часы, отработанные оборудованием на объекте по формуле:

$$M = D \times C \times K, \quad (44)$$

где  $D$  – продолжительность периода, дни;

$C$  – время смены, часы;

$K$  – количество машин.

Амортизация за отработанный период:

$$A_{об} = \frac{A_{год}}{M_{год}} \times M_{об} \quad (45)$$

где  $A_{год}$  – амортизационные отчисления за год, руб.;

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

$M_{год}$  – машино-часы отработанные оборудованием за год;

$M_{об}$  – машино-часы отработанные оборудованием за время ремонта.

Для врезки катушки:

$$M_{об} = 2 \times 8 \times 8 = 128 \text{ маш.-час.}$$

Количество машино-часов работы за год составит:

$$M_{год} = 259 \times 8 \times 8 = 16576 \text{ маш.-час.}$$

$$A_{об} = 5044301 / 16576 \times 128 = 38952,1 \text{ руб.}$$

Далее определим затраты на оплату труда работников за период ремонта с учетом премии и районного коэффициента. Расчеты фонда оплаты труда работников сведены в таблице 3.

### 6.3.3 Затраты на оплату труда исполнителей работ

Таблица фонда оплата труда рабочих представлена в Приложении А.

### 6.3.4 Отчисления во внебюджетные фонды

Зная общий фонд заработной платы, рассчитаем величину отчислений во внебюджетные фонды, который составляет 30% + процент травматизма.

Величина отчислений для врезки катушки =  $35413,7 \cdot 30,4 / 100 = 10765,8$  руб.

### 6.3.5 Накладные расходы

Прочие расходы включают в себя: ремонт оборудования, накладные расходы, содержание АУП и т.д. и составляют 40% от прямых затрат.

Накладные расходы – это расходы на прочие затраты, не учитываемые в предыдущих пунктах.

Величина накладных расходов определяется по формуле:

$$Z_{накл} = (\text{сумма статей } 1 \div 7) \cdot k_{нр}, \quad (46)$$

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

Величина коэффициента накладных расходов принята в размере 16%.  
Рассчитаем накладные расходы на выполнение НТИ:

$$Z_{накл} = (1061,6 + 39 + 35,4 + 10,8) \cdot 0,16 = 183,5 \text{ рублей}$$

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

### 6.3.6 Формирование бюджета затрат научно-исследовательского проекта

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

Заключительный анализ метода ремонта представлен в таблице 5.

Таблица 14 – Смета затрат на устранение дефектов участка газопровода

№	Наименование статей	Врезка катушки	
		тыс. руб.	уд. вес, %
1	Материальные	1061,6	79,8
2	Оплата труда	35,4	2,7
3	Отчисления во внебюджетные фонды	10,8	0,8
4	Амортизация	39,0	2,9
5	Накладные расходы	183,5	13,8
6	Бюджет затрат на исследование	1330,3	100

Итого:

Затраты на устранение дефекта методом врезки катушки = **1330,3 тыс. руб.**

### 6.4 Определение ресурсной (ресурсосберегающей), финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности проведения работ

Интегральный показатель ресурсоэффективности вариантов исполнения объекта исследования можно определить следующим образом:

$$I_{pi} = \sum a_i \cdot b_i, \quad (47)$$

где  $I_{pi}$  – интегральный показатель ресурсоэффективности;

$a_i$  – весовой коэффициент разработки;

$b_i$  – балльная оценка разработки, устанавливается экспертным путем по выбранной шкале оценивания.

Проведем расчет интегрального показателя ресурсоэффективности в форме таблицы.

Таблица 15 – Сравнительная оценка характеристик разрабатываемого проекта

Критерии	Весовой коэффициент	Катушка	Муфта
1. Спрос проекта	0,2	5	4
2. Надежность	0,2	5	4
3. Безопасность	0,2	4	4
4. Долговечность	0,15	5	4
5. Удобство в эксплуатации	0,25	5	3
Итого	1,00		

Рассчитываем показатель ресурсоэффективности по значениям таблицы 11:

$$I_{\text{кат}} = 0,2 \cdot 5 + 0,2 \cdot 5 + 0,2 \cdot 4 + 0,15 \cdot 5 + 0,25 \cdot 5 = 4,8$$

$$I_{\text{м}} = 0,2 \cdot 4 + 0,2 \cdot 4 + 0,2 \cdot 4 + 0,15 \cdot 4 + 0,25 \cdot 3 = 3,75$$

Согласно расчетам интегрального показателя ресурсоэффективности наиболее оптимальным будет являться врезка катушки в качестве метода ремонта газопровода.

### Заключение по разделу

В результате выполнения данного раздела ВКР был проведен анализ конкурентных технических решений, который помог выбрать наиболее подходящий метод ремонта газопровода, а именно метод врезки катушки.

Построен календарный план-график работ по проведению исследования каждого из исполнителей. Общее количество дней на выполнение исследования составляет 133 дня.

Бюджет затрат проекта на исследование для выполнения расчетов равен 1330,2 тыс. рублей.

Сравнение эффективности проведения исследования показало целесообразность применения метода врезкой катушки, который имеет самый высокий показатель ресурсоэффективности  $I_p=4,8$ .

Опираясь на результаты полученных результатов данного раздела, можно сделать вывод, что исследование оптимального метода ремонта участка газопровода является экономически обоснованным.

					Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		75

## 7 СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ

В данном разделе рассматривается социальная ответственность за соблюдение требований производственной, экологической безопасности, а также безопасности в случае возникновения ЧС. Основным рабочим местом при производстве работ является открытый воздух. Работы производятся в дневное время суток.

Объектом исследования является магистральный газопровод «Парабель-Кузбасс». Район расположения сети МГ и газопроводов: районы Томской и Кемеровской области, расположенные в пределах одной из величайших в мире низменных равнин Западно – Сибирской в Среднеобской котловине. Характер территории – равнинный, высотные отметки на данной местности не превосходят отметки в 150 м. Болотно-лесистая местность занимает огромную часть территории.

Область применения: транспортировка газа и газового конденсата.

### 7.1 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности

Руководитель работы по ремонту участка магистрального газопровода (МГ) должен обеспечить выполнение требований действующих нормативных документов по мерам безопасности. (СанПин 2.2.1/2.1.1.1200-03\* [17], СП 2.5.2632-10, ВППБ 01-04-98, Трудовой кодекс Российской Федерации от 30.12.2001 №197-ФЗ (ред. от 09.03.2021) // Собрание законодательства РФ. – Глава 34, ст. 212. Обязанности работодателя по обеспечению безопасных условий и охраны труда [44]).

ГОСТ Р 55898-2014 «Магистральные газопроводы. Нормы проектирования на давление свыше 10 МПа. Основные требования» [43] включает в себя главу «Охрана окружающей среды», устанавливающую правил эксплуатации оборудования без вреда для окружающей среды. Проектирование

					Организация ремонтно-восстановительных работ по результатам проведения внутритрубной диагностики магистрального газопровода «Парабель-Кузбасс»			
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	Социальная ответственность	Лит.	Лист	Листов
Разраб.		Новикова Е.Ю.		11.06				
Руковод.		Брусник О.В.		11.06			76	101
Рук-ль ООП		Брусник О.В.		11.06		Отделение нефтегазового дела Группа 2Б7А		

газопроводной системы должно выполняться в соответствии с требованиями российских стандартов, правил, нормативных актов в области охраны окружающей среды.

Согласно СП 36.13330-2012 «Магистральные трубопроводы» [6] не допускается прокладка магистральных трубопроводов по территориям населенных пунктов, промышленных и сельскохозяйственных предприятий, аэродромов, железнодорожных станций, морских и речных портов, пристаней и других аналогичных объектов.

Для обеспечения нормальных условий эксплуатации и исключения возможности повреждения магистральных трубопроводов и их объектов вокруг них устанавливаются охранные зоны, размеры которых и порядок производства в них сельскохозяйственных и других работ регламентируются Правилами охраны магистральных трубопроводов.

При взаимном расположении элементов рабочего места необходимо учитывать: рабочую позу человека-оператора; пространство для размещения человека-оператора; возможность обзора элементов рабочего места; возможность обзора пространства за пределами рабочего места; возможность ведения записей, размещения документации и материалов, используемых человеком-оператором (ГОСТ 22269-76 «Рабочее место оператора. Взаимное расположение элементов рабочего места»).

Ответственность за соблюдение требований безопасности, а также средств индивидуальной и коллективной защиты возлагается:

- за техническое состояние машин ответственны организации, на балансе которой они находятся;
- за инструктаж и обучение безопасности труда ответственны организации, в штате которых находятся работники;
- за соблюдение требований безопасности труда отвечает организация, осуществляющие данные работы.

Капитальный ремонт перехода должен производиться под управлением подрядной организации или ответственного работника (прораба, мастера

					Социальная ответственность	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		77

линейно-производственного управления магистральных газопроводов (ЛПУМГ)).

Необходимо оформить наряд-допуск в эксплуатирующей организации на проведение огневых работ на газопроводе (СТО Газпром 14-2005 [3]).

Границы опасных зон вблизи машин и оборудования (трубоукладчики, экскаваторы, бульдозеры, установка продавливания) находятся в пределах 5 м, если отсутствуют повышенные требования в паспорте оборудования.

Строительство и ремонт магистральных газопроводов является опасным видом деятельности, как и любые другие строительные работы. Основными являются следующие виды травм и поражений: – тепловые удары, ожоги и поражение глаз при проведении сварочных работ; – ушибы и вывихи при грузоподъемных работах и перевозках строительной техники и рабочего персонала; – поражение электрическим током при работах по электрохимзащите трубопроводов и вблизи ЛЭП.

## 7.2 Производственная безопасность

Далее в разделе будут рассмотрены вредные и опасные факторы, оказывающее влияние на работников, участвующих в технологическом процессе на МГ.

В таблице 10 приведены основные элементы производственного процесса, формирующие опасные и вредные факторы.

Таблица 16 – Основные элементы производственного процесса, формирующие опасные и вредные факторы при выполнении ремонтных работ на магистральном газопроводе

Факторы (ГОСТ 12.0.003-2015)	Этапы работ			Нормативный документ
	Полево й	Ремонтн ые работы на МГ	Эксплу тация МГ	
Повышенная запыленность и загазованность воздуха рабочей зоны	+	+	+	ГОСТ 12.0.003 – 2015 «Система стандартов безопасности труда. Опасные и вредные производственные факторы»;

					Социальная ответственность	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		78

Повышенный уровень локальной вибрации	+	+	+	ГОСТ 12.1.012 – 2004 «Система стандартов безопасности труда. Вибрационная безопасность. Общие требования» [34]; ГОСТ 12.1.004 – 91 «Система стандартов безопасности труда. Пожарная безопасность. Общие требования»; ГОСТ 12.1.005 – 88 «Система стандартов безопасности труда. Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны» [35]; ГОСТ 12.1.003 – 2014 «Система стандартов безопасности труда. Шум»; ВСН 51 – 1 – 80 «Инструкция по производству строительных работ в охранных зонах трубопроводов Министерства газовой промышленности [40]»; ГОСТ 12.3.009 – 76 «Система стандартов безопасности труда. Работы погрузочно-разгрузочные. Общие требования безопасности» [36].
Превышение уровня шума	+	+	+	
Отклонение показателей климата	+	+	+	
Движущиеся машины и механизмы производственного оборудования (в т. ч. грузоподъемные)	+	+	+	
Электрический ток	+	+	-	
Электрическая дуга и металлические искры при сварке	-	+	-	
Взрывоопасность и пожароопасность	+	+	+	

*Повышенная запыленность и загазованность воздуха рабочей зоны:*

Вредными основными веществами, выделяющимися при сварке сталей, являются: окись углерода, хром, марганец и фтористые соединения. В таблице 11 представлены классы опасностей вредных веществ выделяющихся при сварке сталей [35].

Таблица 17 – Классы опасностей вредных веществ выделяющихся при сварке сталей

Вещество	ПДК, мг/м <sup>3</sup>	Класс опасности	Агрегатное состояние
Марганец	0,05	1	аэрозоли
Хром	0,1	1	аэрозоли
Фтор. соед.	0,5	2	аэрозоли
Окись углерода	20	4	пары или газы

Согласно ГОСТ 12.1.005-88 [35] предельно допустимая концентрация (ПДК) вредных веществ в воздухе рабочей зоны производственных помещений не должна превышать величин, указанных в таблице 2. В сварочных цехах на стационарных рабочих постах, а также, где это возможно, на нестационарных постах следует устанавливать местные отсосы.

*Повышенный уровень локальной вибрации:*

Основными источниками локальной вибрации на объектах магистральной трубопроводной транспортировки газа являются ручные механизированные (с двигателями) и немеханизированные инструменты [34].

Локальную вибрацию, в зависимости от источника возникновения, подразделяют:

- на передающуюся вибрацию от ручного механизированного инструмента (с двигателями), органов ручного управления машинами и оборудованием;
- передающуюся от ручного немеханизированного инструмента (без двигателей), органов ручного управления машинами и оборудованием [34].

При выборе средств и методов защиты от вибрации следует руководствоваться ГОСТ 26568. Средства и методы защиты от вибрации по отношению к защищаемому объекту магистральной трубопроводной транспортировки газа подразделяют:

- на средства и методы коллективной защиты;
- средства индивидуальной защиты (СИЗ) от вибрации.

СИЗ подразделяют по месту контакта работника с вибрирующим объектом:

- СИЗ рук работника [38];
- СИЗ ног работника;
- СИЗ тела работника;
- СИЗ головы работника (подголовники).

На объектах магистрального трубопроводного транспорта газа следует применять пассивные системы виброизоляции, состоящие из пружин и

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

демпферов. В особых случаях для ослабления передаваемой вибрации могут быть использованы иные конструктивные решения с использованием динамических виброгасителей.

Пружины используют для обеспечения машины упругой опорой, предотвращающей передачу вибрации и ударов. В целях виброизоляции следует использовать металлические пружины специального назначения, изготовленные из пружинной стали в форме прутка, пластины или струны [41].

Виброзащитные конструкции и устройства должны быть изготовлены в соответствии с требованиями стандартов и технических условий.

Эксплуатацию виброзащитных конструкций и устройств следует осуществлять в соответствии с правилами технического обслуживания и контроля. Эффективность работы виброзащиты оценивают после установки системы виброизоляции экспериментальным путем.

Технические требования, применяемые к СИЗ, должны соответствовать требованиям ГОСТ 12.4.002, ГОСТ 12.4.024 и ГОСТ 12.4.183.

*Превышение уровня шума:*

Для снижения шума на рабочих местах следует применять методы, успешно применявшиеся на объектах ПАО «Газпром». То есть должны быть разработаны и внедрены санитарно-гигиенические мероприятия по снижению шума на рабочих местах, на территории предприятия и прилегающей к ней селитебной зоне, также использованы конструкторско-технологические решения для снижения уровня шума машин и оборудования, эксплуатируемых на предприятиях газовой промышленности [33].

На первом этапе предусматривается анализ исходных данных, т.е. определение нормы допустимого шума, мониторинг необходимости пребывания обслуживающего персонала у источника шума по времени и числу сотрудников, изучение анализ шумовых характеристик источников шума, исследование закономерности распространения источников шума, изучения проектных характеристик – количества единиц оборудования, расстояния от исследуемых объектов до других помещений, в том числе до жилой застройки, и др. [41].

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

В результате проведенного анализа определяются методы и средства защиты от воздействия шума.

К основным мероприятиям по снижению уровня шума на МГ следует отнести:

- снижение шума в источнике его возникновения;
- установку глушителей на выхлопе и всасывании ГПА;
- покрытие агрегатов звукоизолирующими кожухами;
- устройство звукоизолирующих кабин наблюдения, управления, отдыха;
- рациональную планировку территории МГ с учетом взаимного расположения шумных установок и других производственных/служебных помещений;
- использование современных звукопоглощающих облицовок;
- установку акустических экранов или выгородку наиболее шумных агрегатов;
- использование индивидуальных средств защиты от шума [33].

*Отклонение показателей климата:*

Нормы производственного микроклимата установлены систем стандартов безопасности труда ГОСТ 12.1.005-88 «Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны». В этих нормах отдельно нормируется каждый компонент микроклимата в рабочей зоне производственного помещения: температура, относительная влажность, скорость воздуха в зависимости от способности человека к акклиматизации в разное время года, характера одежды, интенсивности производственной работы и характера тепловыделений в рабочем помещении [35].

Согласно СанПиН 2.2.4.548-96 оптимальные микроклиматические условия установлены по критериям оптимального теплового и функционального состояния человека. Они обеспечивают общее и локальное ощущение теплового комфорта в течение 8-часовой рабочей смены при минимальном напряжении механизмов терморегуляции, не вызывают отклонений в состоянии здоровья,

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

создают предпосылки для высокого уровня работоспособности и являются предпочтительными на рабочих местах.

Оптимальные величины показателей микроклимата необходимо соблюдать на рабочих местах производственных помещений, на которых выполняются работы операторского типа, связанные с нервно-эмоциональным напряжением (в кабинах, на пультах и постах управления технологическими процессами, в залах вычислительной техники и др.). Перечень других рабочих мест и видов работ, при которых должны обеспечиваться оптимальные величины микроклимата определяются Санитарными правилами по отдельным отраслям промышленности и другими документами, согласованными с органами Государственного санитарно-эпидемиологического надзора в установленном порядке.

Оптимальные параметры микроклимата на рабочих местах должны соответствовать величинам, приведенным в таблице 3, применительно к выполнению работ различных категорий в холодный и теплый периоды года.

Перепады температуры воздуха по высоте и по горизонтали, а также изменения температуры воздуха в течение смены при обеспечении оптимальных величин микроклимата на рабочих местах не должны превышать 2°С и выходить за пределы величин, указанных в таблиц 12 для отдельных категорий работ.

Таблица 18 – Оптимальные величины показателей микроклимата на рабочих местах производственных помещений

Период года	Категория работ по уровню энергозатрат, Вт	Температура воздуха, °С	Температура поверхности, °С	Относительная влажность воздуха, %	Скорость движения воздуха, м/с
Холодный	Ia (до 139)	22-24	21-25	60-40	0,1
	Iб (140-174)	21-23	20-24	60-40	0,1
	IIa (175-232)	19-21	18-22	60-40	0,2
	II (233-290)	17-19	16-20	60-40	0,2
	III (более 290)	16-18	15-19	60-40	0,3
Теплый	Ia (до 139)	23-25	22-26	60-40	0,1
	Iб (140-174)	22-24	21-25	60-40	0,1

Па (175-232)	20-22	19-23	60-40	0,2
П (233-290)	19-21	18-22	60-40	0,2
III (более 290)	18-20	17-21	60-40	0,3

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

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

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

При погрузочно-разгрузочных работах следует руководствоваться ГОСТ 12.3.009-76, СНиП III-4-80. Строповать грузы следует инвентарными стропами или специальными грузозахватными устройствами, изготовленными по утвержденному проекту (чертежу). Способы строповки должны исключать падение или скольжение застропованного груза. Установка (укладка) грузов на транспортные средства должна обеспечивать устойчивое положение транспортного средства и груза при погрузке, транспортировке и разгрузке [36].

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

*Электрическая дуга и металлические искры при сварке:*

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

Сварщики и их помощники обязаны работать с применением соответствующих СИЗ, в том числе надевать спецодежду и спецобувь, а также пользоваться защитными щитком или маской [41].

Газорезчики должны работать в очках со специальными светофильтрами.

Для подвода тока к электродержателю должны применять гибкие изолированные провода, защищенные от повреждений.

После окончания работы или перерыва в ней электросварочный аппарат должен быть выключен.

*Электрический ток:*

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

Безопасность при работе обеспечивается применением различных технических и организационных мер:

- установка оградительных устройств;
- изоляция токопроводящих частей и её непрерывный контроль; согласно ПУЭ сопротивление изоляции должно быть не менее 0,5 - 10 Ом·м;
- защитное заземление, использование знаков безопасности и предупреждающих плакатов (СНиП 12.1.030-81.ССБТ). В состав бригады входит электрик.

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

### **7.3 Экологическая безопасность**

Все мероприятия по охране окружающей среды при строительстве магистрального газопровода выполнены в соответствии со СНиП III-42-80\* и рабочим проектом.

					Социальная ответственность	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		85

В процессе ремонта рассматриваемого объекта (газопровод «Парабель-Кузбасс») имеют место воздействия на все компоненты окружающей среды, которые выражаются в нарушении почвенного покрова, в сведении лесов, в выбросах загрязняющих веществ в атмосферу, в загрязнении водной среды, а также в образовании отходов производства и потребления и др.

В соответствии с действующим законодательством, до начала подготовительных и основных работ по строительству рассматриваемых объектов, Заказчику строительства необходимо юридически оформить право на краткосрочное пользование земельными участками в границах проведения строительно-монтажных работ, а также территорий (долгосрочное пользование), необходимых для размещения постоянных наземных сооружений (площадки ПРС, ГРС и ДО, дороги и т.д.) на весь период эксплуатации.

Носящие негативный характер, прямые воздействия связаны с проведением подготовительных и земляных работ и выражаются в следующем:

- ухудшении экологической обстановки в районе строительства, связанном с вырубкой леса под объекты строительства;
- нарушении сложившихся форм естественного рельефа в результате выполнения различного рода земляных работ (рытье траншей, котлованов, отсыпка насыпей);
- ухудшении физико-механических и химико-биологических свойств плодородного слоя почвы;
- ухудшении качества сельскохозяйственных угодий и связанным с этим ущербом, наносимым сельскохозяйственному производству;
- загрязнении поверхности почвы отходами строительных материалов, бытовым мусором и др.;
- техногенных нарушениях микрорельефа, вызванных многократными перемещениями строительной техники (рытвины, колеи, борозды и др.).

Следствиями этих изменений являются:

					Социальная ответственность	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		86

- некоторое ухудшение плодородных свойств почвенного слоя как на землях сельскохозяйственного назначения (пашня, сенокосы), так и лесных угодьях;
- потери продукции пахотных и сенокосных угодий;
- частичная смена растительных сообществ на лесных и сенокосных угодьях;
- нарушения и сбои функционирования оросительных систем.

Во избежание указанных выше негативных последствий и частичном их смягчении, в настоящем проекте предусматриваются следующие мероприятия:

- после проведения работ по прокладке газопровода, планировке и очистке полосы от строительного мусора и других отходов в проекте предусматривается биологическая рекультивация земель сельскохозяйственного назначения (пашня, сенокосы) и лесохозяйственного пользования (воспроизводство лесных ресурсов) силами землепользователей за счет средств, предусматриваемых в сметной документации;
- проведение противопожарных мероприятий и лесовосстановительных работ (в объеме произведенной по трассе лесорасчистки) силами лесохозяйственных организаций с выплатой компенсаций ущерба, наносимого последним, Заказчиком строительства;
- снятие верхнего плодородного почвенного горизонта на сельхозугодьях.

Для уменьшения загрязнения воздушного бассейна выбросами двигателей внутреннего сгорания предусматриваются следующие мероприятия:

- подбор строительной техники с двигателями, имеющими минимальные выбросы вредных веществ;
- запуск и прогрев двигателей техники строго по графику с проведением контроля выхлопа;
- заправка автомобилей и техники только закрытым способом;
- запрет на оставление двигателей внутреннего сгорания в рабочем состоянии незадействованной техники в ночное время;

					Социальная ответственность	Лист
						87
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

- составление схемы движения транспорта;
- использование специальных конструкций для снижения уровня шума от техники.

#### **7.4 Безопасность в чрезвычайных ситуациях**

Работы по капитальному ремонту газопровода проходят на открытом воздухе, большая часть территории, отведенной для прокладки трубопровода, проходит через лесную местность и частично торфяные болота.

Наиболее вероятные чрезвычайные ситуации на анализируемом объекте:

- утечка газа;
- разрыв трубопровода;
- пожар.

В случае обнаружения утечки необходимо сообщить о ситуации руководству, произвести эвакуацию персонала, перекрыть соответствующую запорную арматуру и произвести необходимые мероприятия по её устранению.

В случае разрыва трубопровода на полное его сечение, после получения информации об аварийной ситуации, диспетчер немедленно сообщает о происходящем руководству ЛПУМГ и перекрывает ближайшие краны на линейной части для уменьшения потерь газа [41].

В случае нахождения персонала на объекте, на котором произошла ЧС, он должен быть немедленно собран в назначенном месте и эвакуирован.

При возникновении чрезвычайной ситуации планируются следующие методы защиты людей:

- рассредоточение и эвакуация;
- использование средств индивидуальной защиты.

На объекте строительства предусматривается наличие места сбора персонала при ЧС, каждый работник ознакомлен с его местоположением. Также предусматривается наличие средств защиты органов дыхания – противогазов, респираторов [39].

Мероприятия, проводимые после получения сигнала о пожаре:

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

- немедленное доведение сигнала до рабочих, прекращение всех видов работ;
- оповещение пожарной службы и скорой помощи (сообщить местоположение объекта, должность и фамилию);
- выдача всем средств индивидуальной защиты;
- обесточивание имеющегося электрооборудования в порядке, предусмотренном правилами;
- попытка потушить пожар при помощи первичных средств пожаротушения и противопожарной цистерны, имеющихся на базе.

### 7.5 Вывод по разделу

Произведена оценка производственной и экологической безопасности при проведении ремонтных работ на магистральном газопроводе. В ходе выполнения раздела был проведен анализ вредных (повышенная запыленность и загазованность воздуха рабочей зоны, повышенный уровень локальной вибрации, превышение уровня шума, отклонение показателей климата) и опасных (движущие машины и механизмы, электрический ток, электрическая дуга и металлические искры при сварке, взрывоопасность и пожароопасность) факторов, оказываемое влияние на окружающую среду, а также возможные действия при возникновении ЧС.

Во время рассмотрения раздела экологической безопасности было выявлено, что загрязнению в разной степени подвержены атмосфера, гидросфера и литосфера. Основной удар приходится именно на атмосферу, так как помимо выбросов газа в процессе эксплуатации магистрального газопровода здесь присутствуют и выбросы других загрязняющих веществ, которые появляются вследствие сварочных работ, взвешенные вещества при перегрузке сыпучих материалов на перегрузочных пунктах и отвалах.

Также достаточно весомое воздействие оказывается на литосферу. Повреждается плодородный слой почвы (или снимается), загрязняется отходами, строительным и бытовым мусором, а также химическими веществами.

					Социальная ответственность	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		89

Далее при изучении географических и климатических особенностей расположения участка магистрального газопровода были определены возможные ЧС. Наиболее типичными здесь, в силу расположения участка, являются пожары. Также возможны утечка газа и разрыв трубопровода. В связи с этим в разделе «Безопасность в чрезвычайных ситуациях» были рассмотрены средства защиты, а также методы ликвидации ЧС.

					Социальная ответственность	Лист
						90
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

## ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Безаварийная работа и удлинение срока службы магистральных трубопроводов в основном зависят от своевременно и качественно проведенного капитального ремонта.

За последнее время можно отметить значительное увеличение объема капитального ремонта линейной части магистральных газопроводов.

Очень важное значение для газовой отрасли становятся такие факторы как оптимальное планирование и рациональное использование материальных и технических ресурсов ремонтно-строительного производства.

Как показал количественный и качественный анализ существующей системы ремонта, эффективность капитального ремонта линейной части магистраль газопроводов может быть достигнута только за счет комплексного рассмотрения оптимизационных задач по технике, технологии, организации и управлению ремонтно-строительным производством.

Разнообразие конструкций изоляционных покрытий и физико-механических свойств материалов, используемых в практике защиты от коррозии подземных газонефтепроводов, требует индивидуального подхода к процессу очистки поверхности трубопроводов при их ремонте в каждом конкретном случае. В связи с этим возникают проблемы, связанные с созданием новых способов и средств для снятия изоляционного покрытия различного типа.

В ходе написания выпускной квалификационной работы:

- изучена нормативно-технической документации по проведению ремонта магистральных газопроводов;
- проведен анализ методов устранения дефектов на участке магистральных газопроводов и выбран оптимальный подходящий метод;
- произведены необходимые технологические расчеты для

					<i>Организация ремонтно-восстановительных работ по результатам проведения внутритрубной диагностики магистрального газопровода «Парабель-Кузбасс»</i>			
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докum.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>	<b>Заключение</b>	<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Разраб.</i>		<i>Новикова Е.Ю.</i>		<i>11.06</i>				
<i>Рцковод.</i>		<i>Брусник О.В.</i>		<i>11.06</i>			91	101
<i>Рцк-ль ООП</i>		<i>Брусник О.В.</i>		<i>11.06</i>		Отделение нефтегазового дела Группа 2Б7А		

определения параметров ремонта магистрального газопровода методом врезки катушки;

– разработаны рекомендации по применению методов ремонта дефектов магистральных газопроводов.

					Заключение	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		92

## СПИСОК ИСПОЛЬЗУЕМЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. СТО Газпром 2-2.3-231-2008. Правила производства работ при капитальном ремонте линейной части магистральных газопроводов ОАО «Газпром»: дата введения 2008-09-22. URL: <https://files.stroyinf.ru/Data1/58/58460/index.htm> (дата обращения 17.02.2021). – Текст: электронный.
2. СТО Газпром 2-2.3-116-2007. Инструкция по технологии производства работ на газопроводах врезкой под давлением: дата введения 2007-12-14. URL: [https://znaytovar.ru/gost/2/STO\\_Gazprom\\_2231162007\\_Instruk.html](https://znaytovar.ru/gost/2/STO_Gazprom_2231162007_Instruk.html) (дата обращения 07.03.2021). – Текст: электронный.
3. СТО Газпром 14-2005. Типовая инструкция по безопасному проведению огневых работ на газовых объектах ОАО «Газпром»: дата введения 2005-11-01. URL: <https://files.stroyinf.ru/Data2/1/4293841/4293841833.htm> (дата обращения 07.03.2021). – Текст: электронный.
4. СТО Газпром 2-3.5-454-2010. Правила эксплуатации магистральных газопроводов. – Взамен ВРД 39-1.10-006-2000: дата введения 2010-05-24. URL: <https://files.stroyinf.ru/Data1/53/53416/> (дата обращения 10.02.2021). – Текст: электронный.
5. СТО Газпром 2-3.5-454-2010. Правила производства работ по выборочному капитальному ремонту магистральных газопроводов в различных природно-климатических условиях: дата введения 2000-01-21. URL: <https://gostbank.metaltorg.ru/vsn/88/> (дата обращения 22.04.2021). – Текст: электронный.
6. СП 36.13330-2012. Магистральные трубопроводы. Актуализированная редакция СНиП 2.05.06-85\*: дата введения 2013-07-01. URL: <https://docs.cntd.ru/document/1200103173> (дата обращения 23.01.2021). – Текст: электронный.

Изм.	Лист	№ докц.	Подпись	Дата	Организация ремонтно-восстановительных работ по результатам проведения внутритрубной диагностики магистрального газопровода «Парабель-Кузбасс»			
Разраб.		Новикова Е.Ю.			Список использованных источников	Лит.	Лист	Листов
Рцковод.		Брусник О.В.					93	101
Рцк-ль ООП		Брусник О.В.				Отделение нефтегазового дела Группа 2Б7А		

7. СТО Газпром 2-2.2-136-2007. Инструкция по технологиям сварки при строительстве и ремонте промышленных и магистральных газопроводов. Часть I: дата введения 2007-09-22. URL: <https://files.stroyinf.ru/Data1/54/54452/index.htm> (дата обращения 10.03.2021). – Текст: электронный
8. СТО Газпром 2-2.2-136-2007. Инструкция по технологиям сварки при строительстве и ремонте промышленных и магистральных газопроводов. Часть II: дата введения 2007-09-22. URL: <https://files.stroyinf.ru/Data1/54/54452/index.htm> (дата обращения 10.03.2021). – Текст: электронный.
9. Салюков, В.В. Разработка технологических решений капитального ремонта магистральных газопроводов: дис. канд. техн. наук/ Салюков Вячеслав Васильевич; Управление по транспортировке газа и газового конденсата ОАО «Газпром» и ДОО «Оргэнергогаз» – Москва, 2007, – 353 с.
10. Макаров, С.С. Совершенствование технологии очистки наружной поверхности труб при капитальном ремонте линейной части магистральных нефтегазопроводов: дис. канд. техн. наук/ Макаров Степан Сергеевич; Государственное образовательное учреждение высшего профессионального образования «Нижегородский государственный технический университет им. Р.Е. Алексеева». – Уфа, 2010, – 171 с.
11. Файзулин, Р.Н. Разработка методов определения мест неисправностей трубопроводов и их ремонта: дис. канд. техн. наук/ Файзулин Руслан Наилович; Государственное унитарное предприятие «Институт проблем транспорта энергоресурсов». – Уфа, 2011, – 171 с.
12. Грачев В.А. Организационно-технологические решения капитального ремонта магистральных газопроводов: дис. док. техн. наук/ Грачев Вадим Анатольевич; Государственное унитарное предприятие «Институт проблем транспорта энергоресурсов» – Уфа, 2010, – 296 с.

					Заключение	Лист
						94
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

13. Крылов П.В. Разработка методов усовершенствования поточного производства капитального ремонта магистральных газопроводов: дис. канд. техн. наук/ Крылов Павел Валерьевич.; Обществе с ограниченной ответственностью «Научно-исследовательский институт природных газов и газовых технологий -ВНИИГАЗ»– Москва, 2007, – 128 с.
14. История компании ОАО «Газпром». Газпром: официальный сайт. – Москва, 2003-2021. – URL: <https://www.gazprom.ru/about/history/company/> (дата обращения 11.02.2021). Текст: электронный.
15. Структура корпоративного управления ПАО «Газпром». Газпром: официальный сайт. – Москва 2003-2021. - URL: <https://www.gazprom.ru/investors/corporate-governance/> (дата обращения 16.02.2021). Текст: электронный.
16. ГОСТ 16350-80. Климат СССР. Районирование и статистические параметры климатических факторов для технических целей: дата введения 1981-07-01. URL: <https://docs.cntd.ru/document/1200004579> (дата обращения 16.02.2021). Текст: электронный.
17. СанПин 2.2.1/2.2.1.984-00. Проектирование, строительство, реконструкция и эксплуатация предприятий, планировка и застройка населенных мест. Санитарно-защитные зоны и санитарная классификация предприятий, сооружений и иных объектов: дата введения 2000-10-01. URL: <https://docs.cntd.ru/document/1200006118> (дата обращения 2.03.2021). Текст: электронный.
18. РД 558-97. Руководящий документ по технологии сварки труб при производстве ремонтно-восстановительных работ на газопроводах: дата введения 1997-02-25. URL: <http://www.gostrf.com/normadata/1/4293830/4293830671.pdf> (дата обращения 18.03.2021). Текст: электронный.
19. ГОСТ 16037-80. Соединения сварные стальных трубопроводов: дата введения 1981-07-01. URL: <https://docs.cntd.ru/document/1200001918> (дата обращения 19.03.2021). Текст: электронный.

					Заключение	Лист
						95
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

20. Семкин, Д.С. Обоснование рациональных параметров и режимов работы оборудования для разработки грунта под магистральным трубопроводом: дис. канд. техн. наук/ Семкин Дмитрий Сегеевич; Сибирская государственная автомобильно-дорожная академия (СибАДИ)– Омск, 2012, – 161 с.
21. РД 153-006-02. Инструкция по технологии сварки при строительстве и капитальном ремонте магистральных нефтепроводов: дата введения 2002, Москва. URL: <https://files.stroyinf.ru/Data2/1/4294814/4294814848.pdf> (дата обращения 22.03.2021). Текст: электронный.
22. ГОСТ 14254-96 (МЭК 529-89). Степени защиты, обеспечиваемые оболочками: дата введения 1997-01-01. URL: <https://docs.cntd.ru/document/1200005021> (дата обращения 15.04.2021). Текст: электронный.
23. ГОСТ 17516.190. Изделия электротехнические: дата введения 1991-01-01. URL: <https://docs.cntd.ru/document/1200006969> (дата обращения 26.04.2021). Текст: электронный.
24. СП 34-116-97. Инструкция по проектированию, строительству и реконструкции промышленных нефтегазопроводов: дата введения 1998-04-01. URL: <https://docs.cntd.ru/document/1200003430> (дата обращения 14.05.2021). Текст: электронный.
25. СТО Газпром 2-2.3-1050-2016. Внутритрубное техническое диагностирование. Требования к проведению, приемке и использованию результатов диагностирования: дата введения 2016-02-24.
26. СТО Газпром 2-2.3-112-2007. Методические указания по оценке работоспособности участков магистральных газопроводов с коррозионными дефектами: дата введения 2007-08-28. URL: <https://files.stroyinf.ru/Data1/58/58899/index.htm> (дата обращения 7.03.2021). Текст: электронный.
27. Р Газпром Инструкция по оценке дефектов труб и соединительных деталей при ремонте и диагностировании магистральных газопроводов:

					Заключение	Лист
						96
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

- дата введения 2009-02-01. URL: <https://meganorm.ru/Data2/1/4293824/4293824031.htm> (дата обращения 22.03.2021). Текст: электронный.
28. СТО Газпром 2-2.3-173-2007. Инструкция по комплексному обследованию и диагностике магистральных газопроводов, подверженных коррозионному растрескиванию под напряжением: дата введения 2008-01-31. URL: [http://www.infosait.ru/norma\\_doc/54/54350/index.htm](http://www.infosait.ru/norma_doc/54/54350/index.htm) (дата обращения 11.02.2021). Текст: электронный.
29. Р Газпром 2-2.3-620-2011. Методика расчета показателей надежности при эксплуатации объектов линейной части магистральных газопроводов Единой системы газоснабжения ОАО «Газпром». М.: Газпром, 2011.
30. Рекомендации по оценке прочности и устойчивости эксплуатируемых МГ и трубопроводов КС / М.: Газпром, 2006.
31. Порядок технической инвентаризации, учета и использования труб, демонтированных при капитальном ремонте и реконструкции магистральных газопроводов ОАО «Газпром» (утвержден ОАО «Газпром» 07.03.2006 г.).
32. ВСН 012-88. Строительство магистральных и промысловых трубопроводов. Контроль качества и приемка работ: дата введения 1989-07-01. URL: <https://docs.cntd.ru/document/1200001422> (дата обращения 26.02.2021). Текст: электронный.
33. ГОСТ 12.1.003 -2014 ССБТ. Шум. Общие требования безопасности: дата введения 1984-07-01. URL: <https://files.stroyinf.ru/Data2/1/4294852/4294852047.htm> (дата обращения 28.04.2021). Текст: электронный.
34. ГОСТ 12.1.012-90 Система стандартов безопасности труда. Вибрационная безопасность. Общие требования: дата введения 1991-07-01. URL: <https://docs.cntd.ru/document/5200329> (дата обращения 28.04.2021). Текст: электронный.

					Заключение	Лист
						97
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

35. ГОСТ 12.1.005-88\* ССБТ. Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны: дата введения 1989-01-01. URL: <https://files.stroyinf.ru/Data2/1/4294852/4294852047.htm> (дата обращения 28.04.2021). Текст: электронный.
36. ГОСТ 12.3.009-76\* ССБТ. Работы погрузочно-разгрузочные. Общие требования безопасности: дата введения 1977-07-01. URL: <https://internet-law.ru/stroyka/text/4685/> (дата обращения 28.04.2021). Текст: электронный.
37. ГОСТ 12.4.051-87 Система стандартов безопасности труда. Средства индивидуальной защиты органа слуха. Общие технические требования и методы испытаний: дата введения 1988-07-01. URL: <https://docs.cntd.ru/document/1200006183> (дата обращения 28.04.2021). Текст: электронный.
38. ГОСТ 12.4.010-75 Система стандартов безопасности труда. Средства индивидуальной защиты. Рукавицы специальные. Технические условия: дата введения 1976-01-01. URL: <https://docs.cntd.ru/document/1200003070> (дата обращения 28.04.2021). Текст: электронный.
39. ВСН 004-88. «Строительство магистральных и промысловых трубопроводов. Технология и организация»: дата введения 1989-04-01. URL: <https://docs.cntd.ru/document/1200001610> (дата обращения 28.04.2021). Текст: электронный.
40. ВСН-51-1-80. «Инструкция по производству строительных работ в охранных зонах магистральных трубопроводов Министерства газовой промышленности»: дата введения 1980-07-01. URL: <https://docs.cntd.ru/document/1200003205> (дата обращения 28.04.2021). Текст: электронный.
41. Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности: официальное издание: утверждено постановлением Правительства Российской Федерации от 30 июля 2004 г. N 401- М.: НПО ОБТ, 2001.-258 с.

					Заключение	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		98

42. Правила охраны магистральных трубопроводов: утверждены постановлением Госгортехнадзора России от 24.04.92 г. N 9, заместителем Министра топлива и энергетики России 29.04.92 г. 1992 г. М.: Минтопэнерго.
43. ГОСТ Р 55989-2014. Магистральные газопроводы. Нормы проектирования на давление свыше 10 МПа. Основные требования: дата введения 1984-07-01. URL: <https://files.stroyinf.ru/Data2/1/4294852/4294852047.htm> (дата обращения 28.04.2021). Текст: электронный.
44. Трудовой кодекс Российской Федерации от 30.12.2001 №197-ФЗ (ред. от 09.03.2021) (с изм. и доп., вступ. в силу с 01.05.2021) // Собрание законодательства РФ. – Глава 34, ст. 212. Обязанности работодателя по обеспечению безопасных условий и охраны труда.
45. Р 51-31323949-42-99. Рекомендации по оценке работоспособности дефектных участков газопроводов: дата введения 1998-12-22. URL: [https://ohranatruda.ru/ot\\_biblio/norma/246579/](https://ohranatruda.ru/ot_biblio/norma/246579/) (дата обращения 25.01.2021). Текст: электронный.
46. СТО Газпром 2-2.3-595-2011. Правила назначения методов ремонта дефектных участков линейной части магистральных газопроводов единой системы газоснабжения ОАО «Газпром»: дата введения 2012-06-11. URL: [https://zinref.ru/000\\_uchebniki/01500\\_gaz/301\\_00\\_STO\\_gazprom\\_raznie/249.htm](https://zinref.ru/000_uchebniki/01500_gaz/301_00_STO_gazprom_raznie/249.htm) (дата обращения 22.05.2021). Текст: электронный.

					Заключение	Лист
						99
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

## ПРИЛОЖЕНИЕ А

Таблица А.1 – Потребность оборудования необходимого для ремонта врезкой катушки

Наименование	Марка	Кол	Цена ед., руб.	Стоимость всего оборудования, руб.	Транспортные расходы, руб.	Стоимость монтажа, руб.	Полная стоимость, руб.
Бульдозер	Komatsu D 63E-12	1	8800000	8800000	176000	440000	97416000
Экскаватор	Daewoo SOLAR L 18W-V	1	5500000	5500000	110000	275000	5885000
Сварочная машина	Lincoln Electric Invertec V350-PRO	1	465000	465000	9300	23250	497550
Самосвальная машина	Урал 5557-6121-74	1	3800000	3800000	76000	190000	4066000
Вахтовая машина	Урал 3255"	1	2800000	2800000	56000	140000	2996000
Трал	КРАЗ 6443-080-02	1	2100000	2100000	42000	105000	2247000
Трубоискатель	ТИ-12	1	200000	200000	4000	10000	214000
Ручная шлифовальная машина		1	13000	13000	260	650	13910
Итого:		8					25335460

