

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

Институт природных ресурсов
 Направление подготовки (специальность) 130501 «Проектирование, сооружение и эксплуатация газонефтепроводов и газонефтехранилищ»
 Кафедра Транспорта и хранения нефти и газа

Дипломная работа

(на право ведения нового вида профессиональной деятельности)

Тема работы
Капитальный ремонт магистрального газопровода «Парабель-Кузбасс» методом вырезки катушки на участке 297 км

УДК 622.691.4.076(571.1/6)

Слушатель

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Т01	Комаров К.А.		

Руководитель

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
доцент	Лунева Е.Е.	к.т.н., доцент		

КОНСУЛЬТАНТЫ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
доцент	Вазим А.А.	к.э.н., доцент		

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
доцент	Гуляев М.В.	доцент		

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

Зав. кафедрой	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
ТХНГ	Рудаченко А.В.	к.т.н., доцент		

Томск – 2016 г.

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

Институт природных ресурсов
Направление подготовки (специальность) 130501 «Проектирование, сооружение и эксплуатация газонефтепроводов и газонефтехранилищ»
Кафедра Транспорта и хранения нефти и газа

УТВЕРЖДАЮ:
Зав. кафедрой

(Подпись) _____ (Дата) Рудаченко А.В.
(Ф.И.О.)

ЗАДАНИЕ
на выполнение дипломной работы

Слушателю:

Группа	ФИО
З-2Т01	Комаров К.А.

Тема работы:

Капитальный ремонт магистрального газопровода «Парабель-Кузбасс» методом вырезки катушки на участке 297 км
Утверждена приказом директора (дата, номер)

Срок сдачи студентом выполненной работы:

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:

Исходные данные к работе

(наименование объекта исследования или проектирования; производительность или нагрузка; режим работы (непрерывный, периодический, циклический и т. д.); вид сырья или материал изделия; требования к продукту, изделию или процессу; особые требования к особенностям функционирования (эксплуатации) объекта или изделия в плане безопасности эксплуатации, влияния на окружающую среду, энергозатратам; экономический анализ и т. д.).

<p>Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов</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>Перечень графического материала</p> <p><i>(с точным указанием обязательных чертежей)</i></p>	

<p>Дата выдачи задания на выполнение дипломной работы по линейному графику</p>	
---	--

Задание выдал руководитель:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
доцент	Лунева Е.Е.	К.Т.Н., доцент		

Задание принял к исполнению слушатель:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Т01	Комаров К.А.		

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

Студенту:

Группа	ФИО
3-2Т01	Комаров Кирилл Анатольевич

Институт	Природных ресурсов	Кафедра	Транспорта и хранения нефти и газа
Уровень образования	Специалист	Направление/специальность	Проектирование, сооружение и эксплуатация газонефтепроводов и газонефтехранилищ

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

<p><i>1. Расчеты эксплуатационных затрат на ремонт врезкой катушки и композитной муфтой</i></p>	<p><i>Сравнительный анализ через расчет затрат на проведение организационно-технического мероприятия по ремонту участка газопровода Парабель-Кузбасс км 297 методом резки катушки и композитной муфтой с их экономическим содержанием формируется по следующим элементам:</i></p> <ol style="list-style-type: none"> <i>1. затраты на материалы</i> <i>2. затраты на оплату труда</i> <i>3. отчисления на соц. нужды</i> <i>4. амортизация</i> <i>5. прочие затраты</i>
---	--

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
доцент	Вазим Андрей Александрович	к.э.н, доцент		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Т01	Комаров Кирилл Анатольевич		

**ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА
«СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»**

Студенту:

Группа	ФИО
3-2Т01	Комаров Кирилл Анатольевич

Институт	Природных ресурсов	Кафедра	Транспорта и хранения нефти и газа
Уровень образования	Специалист	Направление/ Специальность	Проектирование, сооружение и эксплуатация газонефтепроводов и газонефтехранилищ

Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:	
<p>1. Характеристика объекта исследования (вещество, материал, прибор, алгоритм, методика, рабочая зона) и области его применения</p>	<p>В данной работе рассматривается капитальный ремонт магистрального газопровода «Парабель-Кузбасс» методом вырезки катушки. Основным рабочим местом при производстве работ является полевые условия. Работы производятся в дневное время суток.</p> <p>В разделе проведен анализ опасных и вредных факторов. Разработаны мероприятия по их устранению. Рассмотрены вопросы по электробезопасности, безопасности в чрезвычайных ситуациях и правовые и организационные вопросы.</p>
Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:	
<p><i>1. Производственная безопасность</i></p> <p><i>1.1. Анализ выявленных вредных факторов и мероприятия по их устранению</i></p>	<p>Вредные факторы:</p> <ul style="list-style-type: none"> - Превышение уровня шума - Повышенная запыленность и загазованность воздуха рабочей зоны - Неудовлетворительные метеорологические условия - Повреждения, в результате контакта с животными, насекомыми, пресмыкающимися - Недостаточная освещенность рабочей зоны
<p><i>1.2. Анализ опасных факторов и мероприятия по их устранению</i></p>	<p>Опасные факторы:</p> <ul style="list-style-type: none"> - Движущиеся машины и механизмы производственного оборудования - Электрическая дуга и металлические искры при сварке - Поражение электрическим током - Пожарная и взрывная безопасность

<p>2. Экологическая безопасность</p>	<p>Вредное воздействие на окружающую среду и природоохранные мероприятия при капитальном ремонте газопровода:</p> <ul style="list-style-type: none"> - Потери растительного слоя при прокладке временных дорог - Потери растительного слоя при разработке котлована - Потери растительного слоя при складировании материалов. <p>Природоохранные мероприятия.</p> <p>Вредные воздействия на окружающую среду и природоохранные мероприятия при гидрогеоэкологических работах</p>
<p>3. Безопасность при чрезвычайных ситуациях</p>	<p>Чрезвычайные ситуации на насосной станции могут возникнуть по различным причинам, например:</p> <ul style="list-style-type: none"> • паводковые наводнения; • лесные пожары; • террористические акты; • по причинам техногенного характера (аварии).

<p>4. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности</p>	<p>Правовые, нормативные акты, инструктивные акты в области охраны труда и отраслевые документы:</p> <ul style="list-style-type: none"> – Закон об основах охраны труда в РФ №181-ФЗ от 17.07.1999 г (с изменениями от 20 мая 2002 г., 10 января 2003 г., 9 мая, 26 декабря 2005 г.). – Федеральный закон о промышленной безопасности опасных производственных объектов 116-ФЗ от 21.07.1997 г. с изменениями от 7.08.2000 г. – Трудовой кодекс №197-ФЗ (с изм. и доп., вступ. в силу с 13.04.2014) – Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности ПБ 08-624-03 – Инструкции по технике безопасности предприятия. – Порядок разработки деклараций безопасности промышленного объекта РФ. МЧС, Госгортехнадзор №222/59 от 4.04.1996 г. – ГОСТ 12.0001-82 ССБТ «Система стандартов безопасности труда» – Санитарные нормы проектирования промышленных предприятий. СНиП .21/2.11.567-96 от 31.10.1996 г. – Закон о пожарной безопасности №69-ФЗ, принят 21.12.1994 г (с дополнениями и изменениями от 22.08.1995 г, от 18.04.1996г, от 2.01.1998 г, от 11.2000 г. от 27.12.2000 г.). – Пожарная охрана предприятий. Общие требования. НБТ - 201-96, утв. 01.03.1992г. – Правила пожарной безопасности РФ ППБ-01-93. МВД РФ 14.12.1993 г., дополнения к ним от 25.07.1995 г.
---	--

Перечень графического материала:	
<p><i>При необходимости представить эскизные графические материалы к расчётному заданию (обязательно для специалистов и магистров)</i></p>	

Задание выдал консультант:

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику				
Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Гуляев Милий Всеволодович	доцент		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Т01	Комаров Кирилл Анатольевич		

РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа содержит 108 страниц, 11 рисунков, 24 таблиц, 38 литературных источников.

Ключевые слова: магистральный газопровод, диагностика магистральных газопроводов, капитальный ремонт, врезка катушки, ручная дуговая сварка.

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.

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 выполнения одного сварочного шва методом ручной дуговой сварки.

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

Инва. № подл.	Подп. и дата
Инва. № дубл.	Взам. инв. №
Подп. и дата	Подп. и дата

Ли	Изм.	№ докум.	Подп.	Дат
----	------	----------	-------	-----

КП 190702.12.000 ПЗ

Лис

8

ОГЛАВЛЕНИЕ

ВВЕДЕНИЕ	12
I. ОБЗОР ЛИТЕРАТУРЫ	14
II. ОПИСАНИЕ СИСТЕМЫ ГАЗОПРОВОДОВ	16
2.1 История предприятия	16
2.2 Территория участка газопровода	24
2.3 Климатические условия.....	26
2.4 Технические характеристики газопровода	28
III. ДИАГНОСТИКА МАГИСТРАЛЬНЫХ ГАЗОПРОВОДОВ	30
IV. ОСНОВНЫЕ ЭТАПЫ ПРОВЕДЕНИЯ РЕМОНТНЫХ РАБОТ	37
4.1 Подготовительный этап проведения ремонта.....	37
4.2 Земляные работы.....	39
4.3 Очистные и изоляционно-укладочные работы	42
4.4 Огневые работы.....	45
4.4.1 Расчет режима сварки	47
4.4.2 Обоснование выбора основного сварочного оборудования.....	52
4.4.3 Технологический процесс сборки и сварки	55
V. КОНТРОЛЬ КАЧЕСТВА ВЫПОЛНЕННЫХ РАБОТ	58
5.1 Визуальный и измерительный контроль.....	58
5.2 Радиографическая дефектоскопия	59
VI. РАСЧЕТЫ ЭКСПЛУАТАЦИОННЫХ ЗАТРАТ НА РЕМОНТ ВРЕЗКОЙ КАТУШКИ И КОМПОЗИТНОЙ МУФТОЙ	62
VII. СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ	75
7.1 Производственная безопасность	75
7.1.1 Анализ основных опасных факторов и мероприятия по их устранению	77
7.1.2 Анализ вредных факторов и мероприятия по их устранению	80
7.1.3 Пожарная и взрывная безопасность.....	91
7.2 Экологическая безопасность	94

Инв. № подл.	
Подп. и дата	
Инв. № дубл.	
Взам. инв. №	
Подп. и дата	
Инв. № подл.	

Ли	Изм.	№ докум.	Подп.	Дат

7.3 Безопасность при чрезвычайных ситуациях.....	98
7.4 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности	101
РЕЗУЛЬТАТЫ ИССЛЕДОВАНИЯ.....	102
ЗАКЛЮЧЕНИЕ	103
СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ	105

Инв. № подл.	Подп. и дата	Инв. № дубл.	Взам. инв. №	Подп. и дата	КП 190702.12.000 ПЗ					Лис
										11
Ли	Изм.	№ докум.	Подп.	Дат						

ВВЕДЕНИЕ

Тысячи километров трубопроводов пересекают материки. Они проектируются, строятся и испытываются согласно с жесткими стандартами, строительными нормами и правилами. Очень важно сохранить в процессе эксплуатации необходимые характеристики и показатели, для того чтобы обеспечить безопасные и надежные поставки транспортируемого продукта.

Газотранспортная система (ГТС) Российской Федерации - самая большая в мире по длине и промышленной производительности. Протяженность магистральных газопроводов ОАО «Газпром» составляет более 150 тыс. км с компрессорными станциями общей совокупной мощностью 42 млн. кВт. Газотранспортная система обеспечивает транспорт запланированных объемов газа для потребителей России, СНГ и дальнего зарубежья.

Свое основное развитие ГТС получила в 70-80-е годы. В настоящее время износ основных фондов насчитывает 56 %. Это привело к снижению технической производительности ГТС на 59,7 млрд. куб.м.

Амортизационный срок истек у порядка 14 % газопроводов. Больше половины (64 %) эксплуатируются в течении 10-32 лет.

Средний возраст газопроводов – 23 года, среднее число отказов – 0,815 на 1000 километров [1].

Чтобы обеспечить безопасность и надежность трубопроводных систем присутствует необходимость проведения специальных технических программ по диагностике, ремонтным работам и реконструкции объектов для транспортировки газа.

Для восстановления технико-экономических характеристик, увеличения надежности и безотказности работы магистральных газопроводов проводятся комплексы мероприятий по ремонту и модернизации составляющих элементов магистральных газопроводов.

Инв. № подл.	Подп. и дата	Инв. № дубл.	Взам. инв. №	Подп. и дата	Лист
Ли	Изм.	№ докум.	Подп.	Дат	

Именно из этого следует **актуальность** данной работы: исключение возникновения аварийных ситуаций на МГ для обеспечения нормального и бесперебойного функционирования объектов Томского ЛПУ МГ Володинской промышленной площадки.

Цель работы: проведение капитального ремонта магистрального газопровода методом врезки катушки с целью повышения его надежности и безопасной работы оборудования.

Исходя из поставленной цели, необходимо выполнить следующие **задачи:**

1. Провести обзор современной литературы по указанной тематике.
2. Рассмотреть порядок производства ремонтных работ магистрального газопровода методом врезки катушки.
3. Провести технологические расчеты для ремонта магистрального газопровода методом врезки катушки.
4. Произвести технико-экономический расчет использования ручной дуговой сварки и оборудования.
5. Выявление мероприятий по охране труда и защите окружающей среды.

Объект исследования: участок магистрального газопровода.

Предмет исследования: ремонтные работы газопроводов методом врезки катушки.

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

Инв. № подл.	Подп. и дата
Инв. № дубл.	Взам. инв. №
Подп. и дата	Подп. и дата

Ли	Изм.	№ докум.	Подп.	Дат	КП 190702.12.000 ПЗ	Лис
						13

I. Обзор литературы

Дальнейшее старение трубопроводов, многократное повышение уровня требований к безопасности и надежности трубопроводного транспорта, современные научные представления и инженерные разработки создают сегодня предпосылки для совершенствования концептуальных подходов к вопросу предупреждения аварийных ситуаций на подводных переходах.

Система технического обслуживания и ремонта магистральных газопроводов предусматривает организацию работ, обеспечивающую безопасность трубопроводов при надлежащем уровне контроля, выбор рациональных методов предупреждения аварийных ситуаций, а также готовность к их ликвидации.

Капитальный ремонт газопроводов регламентируется следующими документами: СП 36.13330.2012 Магистральные трубопроводы. Актуализированная редакция СНиП 2.05.06-85* [2], СТО Газпром 2-2.3-231-2008 Правила производства работ при капитальном ремонте линейной части магистральных газопроводов ОАО «Газпром» [3], СТО Газпром 2-2.3-116-2007 Инструкция по технологии производства работ на газопроводах врезкой под давлением, СТО Газпром 2-2.2-136-2007 Инструкция по технологиям сварки при строительстве и ремонте промышленных и магистральных газопроводов. Часть I [4] и другими.

Данной тематике посвящено так же огромное количество научных работ.

В работе «Разработка технологических решений капитального ремонта магистральных газопроводов» Салюков В.В. обосновывает комплексный подход, применимый для решения задач при капитальном ремонте участков линейной части магистральных газопроводов в сложных инженерно-геологических условиях. Автор разрабатывает концепцию подготовки и принятия решений капитального ремонта в сложных инженерно-геологических условиях [5].

Инв. № подл.	Подп. и дата
Инв. № дубл.	Взам. инв. №
Подп. и дата	Подп. и дата

Ли	Изм.	№ докум.	Подп.	Дат
----	------	----------	-------	-----

Макаров С.С. в работе «Совершенствование технологии очистки наружной поверхности труб при капитальном ремонте линейной части магистральных нефтегазопроводов» изучает вопрос о повышении производительности и качества очистки наружной поверхности труб основе развития технологических её параметров при капитальном ремонте линейной части магистральных трубопровода.

В работе «Разработка методов определения мест неисправностей трубопроводов и их ремонта» Файзулин Р.Н. ставит цель разработать методы определения местположения неисправностей турбопроводов, технологий аварийного ремонта и без остановки перекачки для того, чтобы обеспечить безопасность при эксплуатации систем трубопроводного транспорта [6].

Грачев В.А. решает вопрос повышение надежности при эксплуатации магистральных газопроводов за счет создания комплексной методологии функционально-аналитического обеспечения системы при прогнозировании и реализации строительного-монтажных работ при капитальном ремонте в своей работе «Организационно-технологические решения капитального ремонта магистральных газопроводов» [7].

В работе Крылова П.В. «Разработка методов усовершенствования поточного производства капитального ремонта магистральных газопроводов» уделяется внимание вопросу увеличения годовых объемов и качества ремонтных работ [8] и др.

Инт. № подл.	Подп. и дата
Инт. № дубл.	Взам. инв. №
Подп. и дата	Подп. и дата

Ли	Изм.	№ докум.	Подп.	Дат
----	------	----------	-------	-----

II. Описание системы газопроводов

2.1 История предприятия

В 1975 году берёт своё начало история создания производственного объединения «Газпром Трансгаз Томск». Попутный газ с нефтяных месторождений Западной Сибири, который раньше сжигали в факелах, был необходим химическим и металлургическим гигантам Кузбасса. Именно тогда началось строительство первого в Западной Сибири магистрального газопровода: Нижневартовск – Парабель – Кузбасс, протяжённость которого составляла 1162 км. Для сооружения газовой магистрали в наитруднейших природных и климатических условиях и в короткие сроки были задействованы девять крупных главков и трестов Миннефтегазстроя СССР. В процессе строительства было преодолено 900 км непролазных болот в пойменной части реки Обь, 9 крупных рек, 137 средних и мелких. Возглавил дирекцию данного газопровода Клименко Василий Семёнович, бывший управляющий трестом Томскнефтестрой [9].

С этой целью ОАО "Газпром" проводил целенаправленную работу по техническому перевооружению, реконструкции и капитальному ремонту объектов магистральных газопроводов, что обеспечивает экологическую безопасность трубопроводного транспорта, надежное и бесперебойное снабжение всех потребителей газом, способствуя развитию экономики страны.

Согласно приказу Мингазпрома СССР от 28 июня 1977 года было создано предприятие «Томсктрансгаз» - Томское производственное объединение по транспортировке газа. Одно из первых ЛПУМГ, которое было создано, было Юргинское ЛПУМГ, которое находилось в Кемеровской области. Дата его создания - сентябрь 1977. Далее после этого начала первая ГРС, а уже в ноябре этого года был зажжён первый факел на Новокемеровской ТЭЦ.

Инв. № подл.	Подп. и дата
Инв. № дубл.	Взам. инв. №
Подп. и дата	Подп. и дата
Инв. № подл.	Подп. и дата

Ли	Изм.	№ докум.	Подп.	Дат
----	------	----------	-------	-----

КП 190702.12.000 ПЗ

Лис

16

Более 6 тыс. км составляет общая длина МГ в Сибири и на Дальнем Востоке. Линейная часть газопроводов включает в себя 37 подводных переходов, 15 из которых расположены на территории Томской области, через крупные реки: такие как Обь, Томь, Иртыш и другие. Площадь, охватываемая предприятием, сопоставима с размерами Западной Европы. Магистральные газопроводы «Газпром трансгаз Томск» проложены через территории Новосибирской, Тюменской, Кемеровской, Омской, Иркутской и Томской областях, в Хабаровском и Алтайском крае. Так же есть филиал на Камчатке, который был создан в 2008 году.

Для стабильной работы и защиты газопровода было построено и эксплуатируются более 2 000 километров ЛЭП, 540 станций катодной и дренажной защиты, 7 компрессорных станций, 29 узлов приема и запуска поршней для исследования и очистки внутренней части газопровода. Предприятие включает в себя более 100 ГРС, 7 автоматизированных газонаполнительных компрессорных станций.

В составе Общества 22 филиала, в том числе 16 линейных производственных управлений (ЛПУ) МГ, 9 компрессорных станций (КС), 1 насосно-компрессорная станция (НКС), 31 газоперекачивающих агрегатов (ГПА), 127 газораспределительных станций (ГРС), 11 автомобильных газонаполнительных компрессорных станций (АГНКС).

Система менеджмента качества Общества соответствует требованиям стандартов СТО Газпром 9001–2012, ISO 9001:2008, ГОСТ ISO 9001–2011. Обществом внедрены и сертифицированы система экологического менеджмента (ISO 14001:2004) и система менеджмента охраны труда и промышленной безопасности (OHSAS 18001:2007). Коллектив предприятия насчитывает более 7600 человек [10].

Потребителями ООО «Газпром трансгаз Томск» являются гиганты российской промышленности: Сибирский химический комбинат, новосибирский завод «Искра», Кемеровский «АЗОТ», Томский нефтехимический комбинат, Новокузнецкий и Западно-Сибирский

Инв. № подл.	
Подп. и дата	
Инв. № дубл.	
Взам. инв. №	
Подп. и дата	

Ли	Изм.	№ докум.	Подп.	Дат

КП 190702.12.000 ПЗ

Лис

17

металлургические комбинаты. Более чем 400 потребителей областных энергосистем, стройиндустрии, химической промышленности, цветной металлургии и сельского хозяйства получают природный газ благодаря «Газпром трансгаз Томск». Из них крупнейшими, помимо выше перечисленных являются ОАО «Омскэнерго», АО «Топкинский цемент», АО «Тюменьэнерго», АООТ «Юргинский машиностроительный завод», АО «Томскэнерго», ОАО «Кузбассэнерго», АОЗТ «Коеенское», АООТ «Новосибирскэнерго», ОАО «Новосибирский металлургический завод», ОАО «Омсктехуглерод», АО «Новосибирский оловокомбинат», АООТ «Новосибирский электродный завод», ОАО «Алтайкрайгазсервис», ОАО «Омкшина», АО «Алтайэнерго».

Предприятие динамично развивается, фактически удваивая размеры финансовых вложений на производство капитального ремонта. На производственных объектах линейной части магистральных газопроводов внедряется система телемеханики и устанавливается современное оборудование.

В начале марта 2004 года на участке подводного перехода по реке Бердь был в первый раз для «Газпром Трансгаз Томск» был использован метод наклонного бурения. Бесценная польза метода наклонного бурения состоит в том, что он является экологически безвредным. В процессе его производства не используется землеройная техника для вскрытия речного дна, не разрушается его почвенный слой. Способ наклонного бурения обеспечивает снижение финансовых вложений, надежное, глубокое закрепление газопровода под землей, его надежность в эксплуатации.

В 2006 году было создано Хабаровское ЛПУ. Данное означает, что и на востоке государства, в Иркутской области, в Хабаровске роль предприятия вырастет в связи со стратегией «Газпрома» в данном регионе.

На Алтае предприятие выступает заказчиком строительства МГ «Барнаул-Бийск-Горно-Алтайск с отводом на Белокуриху». В Бийск газ был подан 30 ноября 2006 года. А уже в октябре 2007 года природный газ был

Инт. № подл.	Подп. и дата
Инт. № дубл.	Взам. инв. №
Подп. и дата	Подп. и дата

Ли	Изм.	№ докум.	Подп.	Дат
----	------	----------	-------	-----

КП 190702.12.000 ПЗ

Лис

18

подан в курортный город Белокуриха. Через пару месяце, в конце декабря 2007 года, была сдана в эксплуатацию ГРС в Братске и газопровод «Братское газоконденсатное месторождение – Братск» [9].

Основной задачей компании является обеспечение надежности в снабжении природным газом потребителей. Именно поэтому все приоритеты в последние годы работы предприятия направлены на техническое перевооружение и капитальный ремонт трассы. В процессе капитального ремонта линейной части магистральных газопроводов внедряются безлюдные технологии, системы автоматизации и телемеханизации. За последние несколько лет в несколько раз выросли масштабы и объемы капитального ремонта.

Внедрение современных, революционных технологий становится обычным делом в ежедневной жизни компании. Совместно с инженерами немецкой фирмы Э.ON – лидера газового бизнеса Европы, сотрудники «Газпром трансгаз Томск» осуществили совместный проект – прокладку дюкера рядом с городом Колпашево Томской области.

Это все подтверждает, что к титулу «старейшее предприятие», можно добавить и иное - «Газпром трансгаз Томск» - это прогрессивное, современное, на техническом уровне оснащенное предприятие. Следовательно, возникают новые требования, в том числе и к работникам компании.

Задачи следующего этапа уже оглашены генеральным директором: знание иностранных языков, каждодневное обновление знаний, максимальное использование новейших компьютерных технологий. Для решения данных задач на предприятии открыт современный учебный центр. Также был заключен многоуровневый контракт с компанией Microsoft. Ведутся различные семинары всероссийского уровня по обмену опытом, в котором принимают участие зарубежные партнеры. Территорией ответственности «Газпром Трансгаз Томск» является Западная Сибирь с нетранзитными, газораспределительными магистральными газопроводами.

Инва. № подл.	Подп. и дата
Инва. № дубл.	Взам. инв. №
Подп. и дата	Подп. и дата

Ли	Изм.	№ докум.	Подп.	Дат
----	------	----------	-------	-----

Более 5 тыс. километров газопроводов находится в распоряжении ООО «Газпром Трансгаз Томск».

В МГ «НВГПЗ – Парабель – Кузбасс» газ подается пятью поставщиками:

- 1) Лугинецким нефтегазоконденсатным месторождением;
- 2) Мыльджинским газоконденсатным месторождением;
- 3) Северо-Васюганским газоконденсатным месторождением;
- 4) Нижневартовским газоперерабатывающим заводом;
- 5) Белозерским газоперерабатывающим заводом.

МГ «Нижневартовск – Парабель – Кузбасс» стал основой газоснабжения Западно-Сибирского региона. Развитие газовой магистрали продолжилось в последующие годы. Наряду с участками газопровода «Нижневартовский ГПЗ – Парабель» и «Парабель» – Кузбасс» были построены газопроводы «Юрга – Новосибирск» (1982 г.), «Новосибирск – Барнаул» (1984 г.), «Новосибирск – Кузбасс» (1996 г.), а также вторая нитка газопровода «Нижневартовск – Парабель – Кузбасс», которая вводилась в эксплуатацию участками различной протяженности в 1992, 1994 и 2011 годах с целью повышения степени надежности газопровода.

В период с 1988 по 1996 годы были построены газопроводы «СРТО – Сургут – Омск» и «Омск – Новосибирск». В 2008 году в эксплуатацию была введена компрессорная станция «Омская», что позволило обеспечить управление потоками природного газа с запада на восток и обратно, транспортируя в летний период излишки газа в европейскую часть страны.

В 2006 году решением Председателя Правления Газпрома Алексея Миллера компания «Газпром трансгаз Томск» назначена ответственной за эксплуатацию создаваемых и приобретаемых Газпромом газотранспортных систем в регионах Восточной Сибири и на Дальнем Востоке.

2008 год – завершение строительства магистрального газопровода «Барнаул – Бийск – Горно-Алтайск» с отводом на Белокуриху.

Инь. № подл.	
Подп. и дата	
Инь. № дубл.	
Взам. инв. №	
Подп. и дата	

Ли	Изм.	№ докум.	Подп.	Дат	КП 190702.12.000 ПЗ	Лис
						20

В 2010 году сдан в эксплуатацию магистральный газопровод «УКПГ-2 Нижне-Квакчикского ГКМ – АГРС Петропавловска-Камчатского» протяженностью 392 км. В 2011 году введен в эксплуатацию магистральный газопровод «Сахалин – Хабаровск – Владивосток» протяженностью 1600 километров и производительностью до 30 млрд. метров кубических газа в год, а в 2013 г. – газопровод «БТК Киринского ГКМ – ГКС Сахалин» протяженностью 139 километров.

2014 год – начало реализации проекта «Сила Сибири», в сентябре сварен первый стык магистрального газопровода (рисунок 2.1). Газотранспортная система «Сила Сибири» станет важнейшим элементом создаваемой на Востоке России системы газоснабжения. По газотранспортной системе газ Якутского и Иркутского центров газодобычи будет поставляться потребителям с Дальнего Востока и в Китай. Общая длина составит порядка 4000 километров, годовая проектная производительность около 38 млрд куб. м газа [9].



Рисунок 2.1 – Сварка первого стыка газотранспортной системы «Сила Сибири»,
1 сентября 2014 года

«Сила Сибири» будет общей газотранспортной системой для Иркутского и Якутского центров газодобычи, а также станет транспортировать природный газ этих центров через Хабаровск до Владивостока.

Инва. № подл.	Подп. и дата
Инва. № дубл.	Взам. инв. №
Инва. № инв. №	Подп. и дата

Ли	Изм.	№ докум.	Подп.	Дат
----	------	----------	-------	-----

На начальном этапе будет построен МГ «Якутия – Хабаровск – Владивосток», следующим шагом станет то, что Иркутский и Якутский центры будут соединены газопроводом.

Маршрут трассы ГТС пройдет вдоль трассы действующего магистрального нефтепровода «Восточная Сибирь – Тихий океан». Это оптимизирует затраты на энергоснабжение и инфраструктуру. Трасса ГТС будет проложена через горные, сейсмоактивные и заболоченные районы (рисунок 2.2).

Газопровод будет построен практически полностью из труб отечественного производства. На строительстве первого участка «Силы Сибири» станет задействовано порядка 11 700 профессионалов своего дела, эксплуатировать же газопровод станут еще около 3000 человек.

Свое название ГТС получила по итогам проведенного конкурса.



Рисунок 2.2 – Освоение газовых ресурсов и формирование газотранспортной системы на Востоке России

Технические характеристики:

- протяженность составит порядка 4000 км, причем газопровод, который соединит Иркутскую область с Якутией будет около 800 км, протяженность же газопровода Якутия – Хабаровск – Владивосток примерно 3200 км;
- диаметр газопровода – 1420 мм;
- рабочее давление – 9,8 МПа (100 атм.);
- производительность – 61 млрд куб. м газа в год [9].

Инва. № подл.	Подп. и дата
Инва. № дубл.	Взам. инв. №
Инва. № подл.	Подп. и дата
Инва. № подл.	Подп. и дата

Ли	Изм.	№ докум.	Подп.	Дат
----	------	----------	-------	-----

Расширение сферы влияния «Газпрома» в республике Якутии является серьезным стимулом для повышения уровня развития региона в социальном и экономическом плане. Например, постройка газотранспортных мощностей на данной территории позволит развить газификацию. Трасса газопровода подобрана согласно следующей цели: газифицировать максимально возможное количество населенных пунктов. Так газопровод «Якутия – Хабаровск – Владивосток» пройдет через юг республики.

Помимо всего этого, строительство Якутского центра газодобычи повысит уровень занятости местного населения. При эксплуатации газопровода и добычных объектов «Газпрома» на территории республики необходимо будет задействовать около 3000 специалистов. Сегодня «Газпром» организует подготовку специалистов, в том числе из числа жителей Якутии, в российских профильных образовательных центрах, стимулирует разработку новых образовательных программ.

Огромная ресурсная база в восточной части страны, последовательное создание крупных центров газодобычи и формирование необходимых транспортных коридоров поспособствует организации нового центра экспортных поставок российского газа, который будет ориентирован на Азиатско-Тихоокеанский регион.

Начало обустройства Чаяндынского месторождения и реализации плана строительных работ МГ «Якутия – Хабаровск – Владивосток» позволило вместе с «западным» маршрутом начать переговоры с Китаем по «восточному» маршруту трубопроводных поставок газа.

21 мая 2014 года Председатель Правления ОАО «Газпром» (с 17 июля 2015 года – ПАО «Газпром») Алексей Миллер и Президент Китайской Национальной Нефтегазовой Корпорации (КННК) Чжоу Цзипин заключили контракт на поставку российского трубопроводного газа в Китай. Контракт сроком на 30 лет предусматривает экспорт в Китай 38 млрд куб. м российского газа в год.

Инва. № подл.	Подп. и дата
Инва. № дубл.	Взам. инв. №
Инва. № подл.	Подп. и дата
Инва. № подл.	Подп. и дата

Ли	Изм.	№ докум.	Подп.	Дат
----	------	----------	-------	-----

КП 190702.12.000 ПЗ

2.2 Территория участка газопровода

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. (рисунок 2.3). Характер территории – равнинный, высотные отметки на данной местности не превосходят отметки в 150 м. Болотно-лесистая местность занимает огромную часть территории. На долю болот приходится до 40 % территории. Леса преимущественно елово-пихтово-кедровые. Среди почв можно выделить суглинки переменных консистенций, начиная от твёрдого до тугопластичного, реже мягкопластичного [9].



Рисунок 2.3 – Расположение сети газопроводов

В регионе из чрезвычайных ситуаций (ЧС) природного характера возможны резкое понижение температуры окружающей среды в зимнее время до минус 55°C, лесные и торфяные пожары, высокий уровень паводковых вод. На территории, где располагается трасса газопроводов, сейсмоактивность не наблюдается.

На территории линейной части газопроводов запретных зон нет. Участки, вдоль которых проходят трассы газопроводов, не имеют запрета на

Инва. № подл.	Подп. и дата
Инва. № дубл.	Подп. и дата
Взам. инв. №	Подп. и дата
Инва. № подл.	Подп. и дата

Ли	Изм.	№ докум.	Подп.	Дат

проход посторонних лиц и, следовательно, не имеют никаких ограждения. Но в целях обеспечения нормальных условий эксплуатации и исключения возможных повреждений газопроводов в соответствии с «Правилами охраны магистральных трубопроводов» устанавливаются охранные зоны.

Охранная зона газопроводов представляет собой участок земли, который ограничен условными линиями. В свою очередь данные линии проходят в 25 м от оси газопровода с каждой стороны. В охранных зонах существуют запрет на проведение каких-либо земляных работ без предварительного согласования с ЛПУМГ, а также других действий, перечисленных в ПТЭМГ, которые могут привести к повреждению газопровода. На трассах газопроводов установлены опознавательные знаки и таблички с указанием ширины охранной зоны и запрещением производства земляных и взрывных работ в ней.

Запретными зонами локальных объектов: площадки компрессорной станции «Володино», 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* для газопроводов, КС и ГРС определены минимальные безопасные расстояния РСНИП (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 2.1).

Инв. № подл.	Подп. и дата
Инв. № дубл.	Взам. инв. №
Подп. и дата	Подп. и дата

Ли	Изм.	№ докум.	Подп.	Дат
----	------	----------	-------	-----

КП 190702.12.000 ПЗ

Таблица 2.1

Минимальные безопасные расстояния от газопроводов, КС, ГРС [2]

Диаметр газопровода первого класса, мм	менее 300	300-600	600-800	800-1000	1000-1200	1200-1400
РСНИП от газопровода первого класса, м	100	150	200	250	300	350
РСНИП от ГРС, м	150	175	200	250	300	350
РСНИП от КС, м	500	500	700	700	700	700

В соответствии с СанПиН 2.2.1./2.1.1.984-00 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 31.12.2001года.

2.3 Климатические условия

Объекты Володинской промышленной площадки располагаются на территории Томской области, относящиеся к холодному климатическому району (согласно карте районирования территории по воздействию климата на технические изделия и материалы из ГОСТ 350-80). Характеристика климатических условий приведена в таблице 2.2:

Инв. № подл.	Подп. и дата	Инв. № дубл.	Взам. инв. №	Подп. и дата	Лист
Ли	Изм.	№ докум.	Подп.	Дат	

Таблица 2.2

Характеристика климатических условий

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	

Подп. и дата

Взам. инв. №

Инв. № дубл.

Подп. и дата

Инв. № подл.

Ли Изм. № докум. Подп. Дат

КП 190702.12.000 ПЗ

Лис

27

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.	Месяц, на который приходится наибольшее количество осадков		Август т	
18.	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 ²	 518 371	

2.4 Технические характеристики газопровода

Володинская промышленная площадка (ВПП), входит в состав Томского линейного производственного управления магистральных газопроводов (ЛПУМГ). Основная задача ВПП – транспортирование газа с заданными параметрами по магистральным газопроводам (МГ) «Парабель-Кузбасс». Территория ответственности Володинской промплощадки Томского ЛПУМГ – от 214 до 318 километра МГ Парабель – Кузбасс. Прокладка газопроводов подземная. Глубина заложения газопроводов с условным диаметром 1000 мм – 1 м до верхней образующей трубы.

Магистральный газопровод «Нижевартовск – Парабель - Кузбасс» - первый магистральный газопровод Западной Сибири протяженностью 1162 км, обладает пропускной способностью 8,2 млрд. м³ газа в год. Надёжность

Инва. № подл.	Подп. и дата
Инва. № дубл.	Взам. инв. №
Инва. № подл.	Подп. и дата
Инва. № подл.	Подп. и дата

Ли	Изм.	№ докум.	Подп.	Дат
----	------	----------	-------	-----

КП 190702.12.000 ПЗ

Лис

28

её работы обеспечивает старейшее газотранспортное предприятие «Газпром трансгаз Томск».

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.

Инв. № подл.	Подп. и дата		Инв. № дубл.	Взам. инв. №	Подп. и дата	
Ли	Изм.	№ докум.	Подп.	Дат	КП 190702.12.000 ПЗ	Лис
						29

III. Диагностика магистральных газопроводов

На каждый газопровод на основании результатов анализа технической документации разрабатывается индивидуальная программа диагностирования (рисунок 3.1).



Рисунок 3.1 - Структурная схема диагностических работ на МГ

Индивидуальная программа диагностирования может также включать в себя: обследование (при наличии технико-экономической целесообразности) линейной части газопроводов приборами внутритрубной диагностики; тепловизионный контроль отдельных элементов; акустико-эмиссионный контроль потенциально опасных участков газопровода (переходы через железные и автомобильные дороги, овраги, водные преграды); приборный контроль параметров вибрации виброопасных участков трубопроводов и др.

Инва. № подл.	Подп. и дата
Инва. № дубл.	Взам. инв. №
Инва. № подл.	Подп. и дата
Инва. № подл.	Подп. и дата

Ли	Изм.	№ докум.	Подп.	Дат
----	------	----------	-------	-----

Для магистральных газопроводов, имеющих большую протяженность, наиболее технологичным является проведение диагностики с помощью внутритрубных инспекционных приборов (ВИП).

Внутритрубная диагностика в целом состоит из:

- пропуска скребка-калибра с целью определения минимального проходного сечения трубопровода перед пропуском профилемера;
- пропуска шаблона-профилемера для участков первичного обследования, которые имеют подкладные кольца, для предупреждения застревания и повреждения профилемера деформированными подкладными кольцами;
- пропуска профилемера для контроля проходного сечения трубопровода с целью предупреждения застревания и повреждения дефектоскопа и определения глубины вмятин;
- пропуска очистных скребков для очистки внутренней поверхности трубопровода от парафино-смолистых отложений, глиняных тампонов, а также удаления посторонних предметов;
- пропуска дефектоскопа.

Для проведения внутритрубной диагностики магистральный трубопровод должен отвечать следующим требованиям: все соединительные элементы и запорная арматура участка трубопровода должны быть равнопроходными с трубопроводом. Каждый участок диагностируемого магистрального трубопровода (в том числе лупинги и Резервные нитки подводных переходов) должен быть оборудован камерами пуска, приема и очистки ВИП.

Инв. № подл.	Подп. и дата
Инв. № дубл.	Взам. инв. №
Подп. и дата	Подп. и дата

Ли	Изм.	№ докум.	Подп.	Дат
----	------	----------	-------	-----

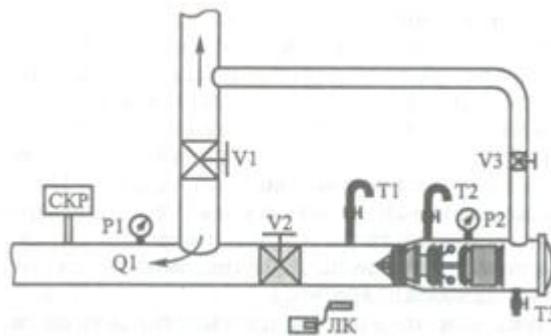


Рисунок 3.2 - Схема камеры запуска ВИП

Неотъемлемым элементом современных магистральных газонефтепроводов являются камеры приема-пуска ВИП. Конструктивно камеры приема-пуска идентичны. Процессы приема и запуска ВИП в трубопровод осуществляются в строго заданной последовательности.

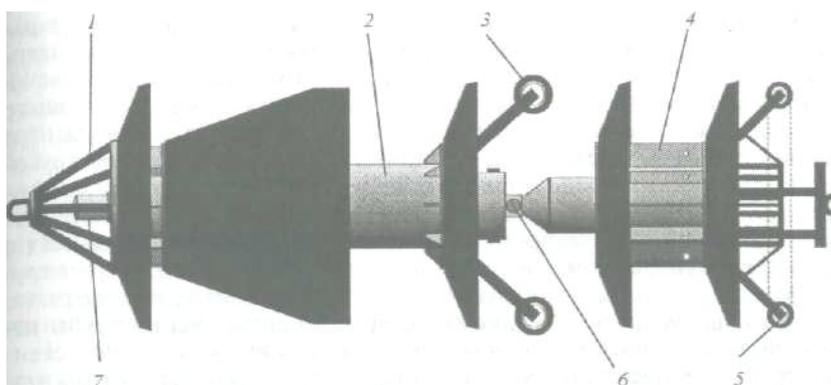


Рисунок 3.3 - Внутритрубный профилемер 40/48

1- бампер; 2 -секция электроники; 3 - одометр; 4 - измерительная секция; 5 - слайдер; 6 - измеритель поворота; 7 - антенна приемопередатчика

Профилемер (рисунок 3.3) является двухсекционным прибором, предназначенным для измерения внутреннего проходного сечения и радиусов отводов трубы, что необходимо для оценки возможности безопасного пропуски приборов-дефектоскопов. Выявляемые дефекты: вмятины, гофры, овальности, сужения глубиной более 2 мм (с вероятностью обнаружения 0,95) [11].

Основным диагностическим ВИП являются внутритрубные дефектоскопы. В настоящее время в мире пока не существует универсального прибора для внутритрубной диагностики, который бы на

Инв. № подл.	Подп. и дата
Инв. № дубл.	Взам. инв. №
Инв. № инв.	Подп. и дата
Инв. № инв.	Подп. и дата

Ли	Изм.	№ докум.	Подп.	Дат
----	------	----------	-------	-----

основе сочетания различных физических методов неразрушающего контроля смог бы обнаружить все виды дефектов. Поэтому выявление дефектов трубопроводов проводится поэтапно. На первом этапе с помощью профилемера "КАЛИПЕР" в трубопроводе выявляются диаметры внутреннего проходного сечения трубы, вмятины, гофры, овальности, сужения, радиусы отводов трубы и другие аномалии геометрии трубопровода. Затем внутритрубным ультразвуковым дефектоскопом "Ультраскан WM" определяются потери толщины стенки трубы из-за коррозии и эрозии, наличие неметаллических включений в стенках трубы и расслоений металла по толщине стенки. На третьем этапе с помощью магнитного дефектоскопа выявляются трещины и трещиноподобные дефекты в кольцевых сечениях трубы и, в первую очередь, в кольцевых сварных швах. На завершающем четвертом этапе осуществляется поиск трещин и трещиноподобных дефектов, расположенных вдоль оси трубы, с помощью внутритрубного ультразвукового дефектоскопа "Ультраскан CD".

Дефектоскоп ультразвуковой WM (рисунок 3.4) предназначен для определения дефектов стенки трубы методом ультразвуковой толщинометрии радиально установленными в плоскости поперечного сечения трубы ультразвуковыми датчиками. Позволяет определять кроме наружных и внутренних потерь металла различного рода несплошности в металле трубы, например: расслоения, шлаковые и иные включения.

Дефектоскоп WM снабжен системой измерения пройденного расстояния (одометрические колеса), системой приема-передачи электромагнитных сигналов низкой частоты, а также программируемой микропроцессорной системой управления [12].

Инв. № подл.	Подп. и дата
	Взам. инв. №
Инв. № дубл.	Подп. и дата
	Инв. инв. №
Инв. № подл.	Подп. и дата
	Инв. инв. №

Ли	Изм.	№ докум.	Подп.	Дат
----	------	----------	-------	-----

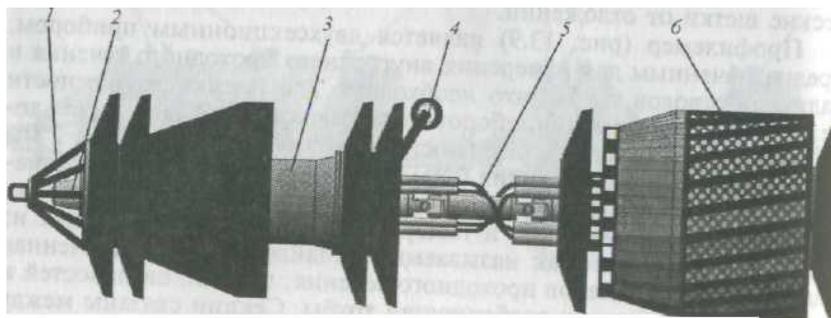


Рисунок 3.4 - Дефектоскоп внутритрубный ультразвуковой WM 40/48

1 - бампер; 2 - антенна приемопередатчика; 3 - секция электроники; 4 - колесо одометра; 5 - карданное соединение; 6 - носитель ультразвуковых датчиков 240

Ультразвуковой дефектоскоп *CD* отличается от дефектоскопа *WM* конструкцией ультразвуковых датчиков и предназначен для определения и измерения трещин и трещиноподобных дефектов ультразвуковыми датчиками, направленными под углом к плоскости поперечного сечения трубопровода. За счет этого дефектоскоп *CD* выявляет трещины, расположенные вдоль оси трубы, а также дефекты поперечных сварных швов (непровары, раковины, трещиноподобные дефекты).

Магнитные дефектоскопы *MFL* предназначены для контроля трубопроводов методом утечки магнитного потока в материале трубопровода и в сварных швах при движении дефектоскопа потоком перекачиваемого продукта. Пропуск дефектоскопов *MFL* по участкам с подкладными кольцами нецелесообразен вследствие искажений магнитного поля, вызываемых наличием подкладных колец и невозможностью получить информацию о наличии дефектов в кольцевых сварных швах. Для магнитных дефектоскопов *MFL* должна также дополнительно производиться очистка трубопровода от металлического мусора (остатков электродов, оборванных наплывов сварных швов и т. п.) пропуском магнитных очистных скребков типа СКРЗ.

При невозможности контроля приборами внутритрубной диагностики (например, из-за отсутствия камер приема-пуска или других конструктивных особенностей) газонефтепроводы подвергаются гидравлическим или пневматическим испытаниям на прочность и плотность.

Ив. № подл.	Подп. и дата
Ив. № дубл.	Взам. инв. №
Ив. № подл.	Подп. и дата
Ив. № подл.	Подп. и дата

Ли	Изм.	№ докум.	Подп.	Дат
----	------	----------	-------	-----

На каждый испытываемый участок газонефтепровода (или на весь газонефтепровод) разрабатывают проект производства работ, включающий проект организации испытаний и проект производства испытаний.

Испытания газонефтепроводов проводят после очистки полостей трубопроводов от отложений и загрязнений с последующей промывкой или продувкой. На рисунке 3.5 показан порядок диагностирования подземных газопроводов.

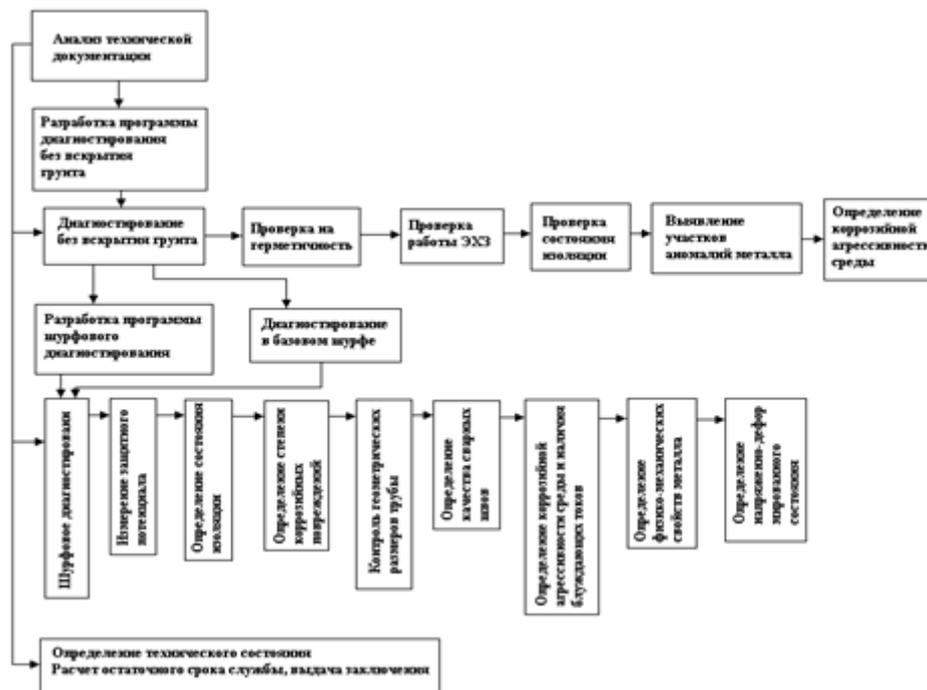


Рисунок 3.5 - Порядок диагностирования подземных газопроводов

Проводится следующее:

- проверка состояния изоляции;
- обнаружение участков газопровода с аномалиями металла труб приборами, которые дистанционно устанавливают места повреждений труб (коррозионных или иных повреждений), а также местные повышения напряжений участков газопроводов;
- определение коррозионной активности грунта и наличия блуждающих токов на участках с наиболее неблагоприятными условиями по этому показателю.

Инв. № подл.	Подп. и дата
Инв. № дубл.	Взам. инв. №
Инв. № подл.	Подп. и дата
Ли	Изм.
№ докум.	Подп.
Дат	

По полученным результатам диагностирования без вскрытия грунта составляется акт и производится шурфовое диагностирование газопровода в базовом шурфе, устраиваемом в период строительства.

С целью проведения шурфового дигностирования необходимо:

- определить толщину и внешний вид изоляционного покрытия (его расположение и типоразмеры сквозных повреждений, отсутствие или наличие трещин и др.), механическую прочность, адгезию (прилипаемость) изоляционное покрытие к металлу трубы, величину переходного электрического сопротивления;

- определить величину коррозионных повреждений трубы, наличие вмятин, рисок и т.п., необходимость контроля наружного диаметра и толщины стенки при наличии коррозионных повреждений;

- при попадании в зону шурфа, а также при обнаружении отклонений требований нормативных документов определить вид и размеры дефектов в сварных швах;

- определить коррозионную активность грунта и наличие блуждающих токов;

- определить фактические значения временного сопротивления $\sigma_{в.ф}$ и предела текучести $\sigma_{тф}$ при толщине стенки 5 мм; более 5 мм – определить ударную вязкость КСГ металла, параметры напряженно-деформированного состояния в кольцевом сечении.

Инв. № подл.	Подп. и дата	Инв. № дубл.	Взам. инв. №	Подп. и дата	КП 190702.12.000 ПЗ					Лис
										36
Ли	Изм.	№ докум.	Подп.	Дат						

микрорельефом - через каждые 25 м. С таким же интервалом отмечаются вешками оси параллельных газопроводов в зоне выполнения ремонтных работ. На углах поворота, в местах пересечений и на границах разработки грунта вручную знаки устанавливаются с интервалом 5 м.

Работы по планировке участка ремонтируемого газопровода выполняются после получения письменного разрешения на производство работ от заказчика и определения действительной глубины залегания газопровода.

Планировочные работы включают срезку валика, бугров, неровностей, подсыпку низинных мест и подготовку полосы для прохода ремонтной техники.

При проведении подготовительных работ вешками обозначаются все пересечения с подземными коммуникациями (трубопроводы, силовые кабели, кабели связи и др.). Технические условия на пересечения согласовываются с представителями организаций, эксплуатирующих указанные коммуникации.

Пересечение автотранспортной и гусеничной техникой действующих газопроводов и коммуникаций допускается только в специально оборудованных местах - временных переездах. Места расположения и конструкции переездов определяются проектом производства работ или технологическими картами.

Для устройства переездов через газопровод и коммуникации следует выбирать по возможности сухие участки трассы, где газопровод (коммуникации) находится в заглубленном проектном положении и не имеет поворотов в горизонтальной плоскости [3].

Инв. № подл.	Подп. и дата
	Взам. инв. №
Инв. № дубл.	Подп. и дата
	Инв. № подл.

Ли	Изм.	№ докум.	Подп.	Дат
----	------	----------	-------	-----

4.2 Земляные работы

В зависимости от технического состояния магистрального газопровода, видов грунта и выбранного метода ремонта последовательность земляных работ выглядит следующим образом:

- снять плодородный слой грунта;
- снять минеральный грунт над газопроводом;
- вскрыть ремонтируемый участок газопровода;
- далее засыпать разработанной траншеи;
- разработать новую траншею;
- засыпать отремонтированный газопровод с подбивкой и уплотнением грунта под ним;
- восстановить плодородный слой грунта (рекультивацию земли);
- обустроить водоотводные канавы, стоки;
- обустроить ограждающие дамбы;
- разработать околотрубные траншеи для заглубления трубопровода, разработку карьеров [3].

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

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

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

При вскрышных работах экскаватором для предохранения тела трубы применяются защитные устройства и конструкции.

Инт. № подл.	Подп. и дата
Инт. № дубл.	Взам. инв. №
Подп. и дата	Подп. и дата

Ли	Изм.	№ докум.	Подп.	Дат
----	------	----------	-------	-----

КП 190702.12.000 ПЗ

Лис

39

Минимальное расстояние от поверхности трубопровода при разработке грунта механизированным способом допускается:

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

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

Ремонтные работы по вскрытию газопровода в траншее производятся в несколько этапов.

На первом этапе производят работы по вскрытию газопровода с одновременной разработкой боковых траншей, располагающихся ниже нижней образующей трубопровода на глубину, которая равна диаметру ремонтируемого газопровода;

На втором этапе разрабатывается грунт под газопроводом на глубину, которая обеспечивает прохождение ремонтной техники. Однако данная глубина составляет для газопроводов диаметром до 820 мм не менее 0,65 м; для газопроводов 1020-1420 мм - 0,8 м.

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 инвентарные 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.

Плодородный слой почвы (глубина снятия определяется по ГОСТ 17.5.3.06) снимается и перемещается во временный отвал.

Снятие плодородного слоя рекомендуется производить на всю толщину, по возможности за один проход или послойно за несколько проходов. Не допускается смешивание плодородного слоя почвы с минеральным грунтом.

Инва. № подл.	Подп. и дата
Инва. № дубл.	Взам. инв. №
Подп. и дата	Подп. и дата
Инва. № подл.	Подп. и дата

Ли	Изм.	№ докум.	Подп.	Дат	КП 190702.12.000 ПЗ	Лис
						40

При капитальном ремонте глубину заложения газопроводов, а также ширину траншеи по низу надлежит принимать с учетом требований СНиП 2.05.06-85*[2].

Поперечные профили и размеры разрабатываемых траншей в грунтах различной плотности и влажности устанавливаются ППР в зависимости от принятой технологии (при укладке вновь смонтированного участка газопровода в единую траншею с различной фактической глубиной заменяемого газопровода), диаметра ремонтируемого газопровода, а также габаритных размеров применяемых машин и механизмов.

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 оставляя другую сторону свободной для передвижения ремонтной колонны.

Во избежание обвала 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.

До начала работ по засыпке отремонтированного и уложенного в траншею газопровода проводится восстановление устройств электрохимической защиты (приварка катодных выводов).

Засыпка траншеи выполняется после укладки участка газопровода, в сроки, определяемые требованиями технологии нанесения изоляционных покрытий. При засыпке газопровода необходимо обеспечить сохранность труб и изоляционного покрытия, а также плотное прилегание газопровода ко дну траншеи.

В скальных, щебенистых грунтах, а также сухих комковатых и мерзлых грунтах газопроводы укладываются в траншею на подсыпку из мягкого грунта (песка) толщиной не менее 10 см над выступающими неровностями

Инва. № подл.	Подп. и дата
Инва. № дубл.	Изм. инв. №
Подп. и дата	Подп. и дата

Ли	Изм.	№ докум.	Подп.	Дат	КП 190702.12.000 ПЗ	Лис 41

основания траншеи и таким же грунтом присыпаются на высоту 20 см над верхней образующей.

Засыпка траншеи минеральным грунтом осуществляется бульдозером (траншеезасыпателем) с обеих или с одной стороны. В отдельных случаях засыпка траншеи грунтом производится одноковшовым экскаватором.

После естественного или искусственного уплотнения грунта выполняется техническая рекультивация, которая заключается в возвращении плодородного слоя почвы на нарушенную площадь.

После завершения технической рекультивации выполняется биологическая рекультивация, предусматривающая проведение комплекса агротехнических мероприятий, определенных проектом.

4.3 Очистные и изоляционно-укладочные работы

При выполнении работ в траншее подъем газопровода не производится, а его удержание (с сохранением пространственного положения) и работа очистной машины обеспечиваются с помощью грузоподъемной техники и (или) передвижных опор.

При производстве работ на берме траншеи производится подъем участка газопровода, монтаж на него очистного оборудования, удаление старого изоляционного покрытия и укладка газопровода на берму траншеи.

С целью снижения уровня напряжений в металле труб газопровода технологические параметры (высота подъема газопровода, расстояние между трубоукладчиками и т.д.) строго соблюдаются и контролируются в процессе производства работ. Указанные параметры рассчитываются и приводятся в проектах производства работ и технологических картах. При этом расчетный уровень напряжений в газопроводе не должен превышать 0,5 нормативного предела текучести металла труб.

Инв. № подл.	Подп. и дата
	Взам. инв. №
Инв. № дубл.	Подп. и дата
	Инв. № подл.

Ли	Изм.	№ докум.	Подп.	Дат
----	------	----------	-------	-----

Подъем и укладка газопровода осуществляется плавно, без рывков и резких колебаний.

При прекращении производства работ на длительный срок, как правило более двух часов (в зависимости от свойств грунта), газопровод укладывается на инвентарные опоры.

Удаление старой изоляции и продуктов коррозии производится механизированным способом: с применением специальных резцов; металлических щеток; термоабразивных или термомеханических инструментов; водяной струей под высоким давлением и др.

В местах, где механизированное удаление старого покрытия невозможно, оно выполняется вручную с использованием скребков, щеток и др.

При удалении старой изоляции не допускается нанесение на поверхность труб царапин, рисок, задиров и забоин.

Нанесение изоляционного покрытия выполняется после отбраковки труб, ремонта и замены дефектных участков.

Изоляционные работы могут выполняться как в трассовых, так и в стационарных условиях.

В трассовых условиях работы в процессе нанесения изоляции на газопровод необходимо выполнить следующие операции:

- произвести финишную очистку газопровода;
- если есть необходимость, то осушить поверхность газопровода (удалить влагу с поверхности);
- если есть необходимость - нагреть металл трубы;
- нанести грунтовку;
- нанести новое изоляционное покрытие [3].

С целью защиты газопроводов, а также соединительных деталей и ЗРА от коррозии применяются покрытия на основе битумно-полимерных мастик; битумно-уретановые, полиуретановые и другие материалы, сертифицированные в соответствии с СТО Газпром 2-3.5-046 и включенные в

Инв. № подл.	Подп. и дата
Инв. № дубл.	Взам. инв. №
Инв. № подл.	Подп. и дата
Инв. № подл.	Подп. и дата

Ли	Изм.	№ докум.	Подп.	Дат	КП 190702.12.000 ПЗ	Лис
						43

Сводные реестры оборудования и материалов, разрешенных к применению ОАО "Газпром" при капитальном ремонте магистральных газопроводов.

Степень очистки наружной поверхности газопровода перед нанесением новых изоляционных покрытий отечественного производства должна соответствовать следующим степеням:

- третьей по ГОСТ 9.402 [13] при нанесении покрытий на основе битумно-полимерных мастик, битумно-уретановых мастик;
- не менее Sa2-21/2 по ИСО 8501 [14] или степени 1 по ГОСТ 9.402 [13] при нанесении покрытий на основе полиуретановых композиций.

Степень шероховатости наружной поверхности труб должна соответствовать требованиям, оговоренным в технических условиях на материалы.

Степень очистки наружной поверхности газопровода перед нанесением покрытий импортного производства должна соответствовать требованиям, указанным в технических условиях на эти материалы.

После осушки наружной поверхности трубопровода температура на поверхности перед нанесением изоляционных покрытий должна соответствовать указанной в технических условиях на применяемые изоляционные материалы.

При ремонте газопровода методом замены труб применяются новые трубы или трубы повторного применения с заводским изоляционным покрытием.

Изоляционные покрытия наносятся на подготовленную поверхность протяженных участков газопровода механизированным способом. На участках, имеющих ограничения геометрического характера (радиусы изгиба, наличие муфт, технологических бобышек и т.п.), на которых невозможно применение высокопроизводительного оборудования, рекомендуется использование технологии и оборудования для ремонта локальных участков.

Инт. № подл.	Подп. и дата
Инт. № дубл.	Взам. инв. №
Подп. и дата	Подп. и дата

Ли	Изм.	№ докум.	Подп.	Дат
----	------	----------	-------	-----

Укладка в траншею и засыпка газопровода производится после приобретения изоляционным покрытием необходимых прочностных характеристик.

При ремонте в траншее засыпка отремонтированного участка осуществляется в два этапа: на первом этапе - засыпка с подбивкой грунта под отремонтированный газопровод; на втором этапе - засыпка грунтом сверху и с боковых сторон газопровода.

С целью исключения повреждений изоляционного покрытия применяемая техника должна соответствовать требованиям для работы с трубами с изоляционным покрытием.

Приварка контрольных и дренажных выводов, установка КИК (КИП) перед обратной засыпкой газопровода после ремонта выполняется в соответствии с требованиями 6.1 ГОСТ Р 51164 [15].

4.4 Огневые работы

После окончания подготовительных работ приступают к производству огневых работ. Место огневых работ должно быть предварительно защищенное от атмосферных осадков и ветра. В начале огневых работ проводят разрезку газопровода с демонтажем подлежащей замене дефектного участка.

После вскрытия трубы и очистки ее от изоляции принимаются решения о размерах врезаемой «катушки». Затем участок трубопровода тщательно размечают, и проводят резку газопровода.

Резку газопровода производят следующим образом: один конец участка трубы, в которую врезаются, режут перпендикулярно в вдоль ее оси, вторую часть участка с небольшим уклоном плоскости реза, так чтобы по верхней созданной участке трубе, в которую врезаются должно быть больше, чем по нижней, не менее чем на 50 мм. После извлечения

Инь. № подл.	Подп. и дата
Инь. № дубл.	Взам. инв. №
Подп. и дата	Подп. и дата

Ли	Изм.	№ докум.	Подп.	Дат
----	------	----------	-------	-----

вырезанной дефектной части трубы, кромка второго конца трубы газопровода размечается и готовится к сварке. Подготовка кромок труб газопровода сводится к обработке их под фаску. Фаски обрезают резакон или специальной машиной, а затем шлифуют шлифовальные машинкой или зачищают до металлического блеска.

После подготовки кромок труб газопровода, участка рабочие ремонтной бригады тщательно замеряют расстояние между кромками труб и в соответствии с полученными замерами приступают к изготовлению «катушки». «Катушка», которую врезают, по своим механическим свойствам, химическому составу стали и толщиной стенок должна быть аналогична ремонтной. «Катушку» изготавливают из трубы той же марки, что и труба действующего газопровода. «Катушку» вырезают с помощью газовой резки, по снятым размерам. При подготовке «катушки» металл трубы тщательно осматривают на отсутствие трещин, царапин, вмятин и т.д. При необходимости трубу ремонтируют [16].

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 висьмиреберник 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 $S = 16$ и для диаметра 1420мм должно быть 2 -0

Инва. № подл.	Подп. и дата
Инва. № дубл.	Взам. инв. №
Подп. и дата	Подп. и дата

Ли	Изм.	№ докум.	Подп.	Дат
----	------	----------	-------	-----

+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 смещенной участка ставят усиленные прихватки длиной от 75 до 100 мм, а смещены 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°C. После правки прихватки тщательно осматривают и при наличии в них трещин вырубается.

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

4.4.1 Расчет режима сварки

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

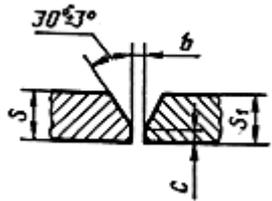
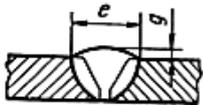
При дуговой сварке покрытыми электродами основными параметрами режима сварки являются: диаметр электрода, сила сварочного тока, напряжение дуги, площадь поперечного сечения шва, выполняемого за один проход, число проходов, род и полярность тока и др.

Расчет режимов сварки следует начать с определения геометрического строения шва. Геометрия шва и разделка кромок выбирается согласно ГОСТ 16037-80 [17] (таблица 4.1). Конструктивные элементы подготовленных кромок и размеры сварного шва следует выбирать по меньшей толщине.

Инва. № подл.	Подп. и дата
Инва. № дубл.	Взам. инв. №
Инва. № подл.	Подп. и дата
Инва. № подл.	Подп. и дата

Ли	Изм.	№ докум.	Подп.	Дат
----	------	----------	-------	-----

Конструктивные элементы сварного соединения по ГОСТ 16037-80

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 ^{+1,0}	18 ⁺⁴	1,0 ± 0,5	2,0 ^{+2,0} _{-1,5}

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

$$F_H = h^2 \cdot \operatorname{tg} \alpha + b \cdot S + 0,75 \cdot g \cdot e = 11^2 \cdot \operatorname{tg} 30 + 2 \cdot 12 + 0,75 \cdot 2,0 \cdot 18 = 120 \text{ мм}^2, \quad (4.1)$$

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

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

$$F = 0,73 \cdot e \cdot (S + g) = 0,73 \cdot 18 \cdot (12 + 2) = 184 \text{ мм}^2. \quad (4.2)$$

Находим площадь поперечного сечения проплавленного металла по формуле:

$$F_{\text{ПП}} = F - F_H = 184 - 120 = 64 \text{ мм}^2. \quad (4.3)$$

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

Воспользуемся формулой, описанной в [5], для определения первого прохода:

$$F_1 = (6 \dots 8) \cdot d_s = 6 \cdot 3 = 18 \text{ мм}^2. \quad (4.4)$$

Для определения последующих проходов:

$$F_n = (8 \dots 12) \cdot d_s = 12 \cdot 4 = 48 \text{ мм}^2. \quad (4.5)$$

Число проходов рассчитывается по формуле:

Инв. № подл.	Подп. и дата	Инв. № дубл.	Взам. инв. №	Подп. и дата	Лист
КП 190702.12.000 ПЗ					

$$n = \frac{F_H - F_1}{F_n} + 1 = \frac{120 - 18}{48} + 1 = 3, \quad (4.6)$$

назначаем три прохода.

Расчёт силы сварочного тока при сварке покрытыми электродами производится по диаметру электрода и допускаемой плотности тока [5]:

$$I_{св} = \frac{\pi \cdot d_э^2}{4} \cdot j, \quad (4.7)$$

где $d_э$ – диаметр электродного стержня, мм;

j – допускаемая плотность тока, А/мм².

Для диаметра 3 мм:

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

принимаем, согласно рекомендации [4], $I_{св} = 90 \text{ А}$.

Для диаметра 4 мм:

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

принимаем $I_{св} = 160 \text{ А}$.

Для приближённого расчёта напряжения на дуге воспользуемся выражением:

для диаметра 3 мм:

$$U_д = 20 + 0,04 \cdot I_{св} = 20 + 0,04 \cdot 90 = 24 \text{ В}, \quad (4.8)$$

принимаем $U_д = 24 \text{ В}$.

для диаметра 3 мм:

$$U_д = 20 + 0,04 \cdot 150 = 26 \text{ В},$$

принимаем $U_д = 26 \text{ В}$.

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

$$V_{св} = \frac{\alpha_n \cdot I_{св}}{3600 \cdot \gamma \cdot F_n}, \quad (4.9)$$

Инв. № подл.	Подп. и дата
Инв. № дубл.	Подп. и дата
Взам. инв. №	Подп. и дата
Инв. № инв.	Подп. и дата

Ли	Изм.	№ докум.	Подп.	Дат
----	------	----------	-------	-----

где α_n – коэффициент наплавки, г/А·ч;

F_n – площадь поперечного сечения наплавленного металла за данный проход, см²;

γ – плотность наплавленного металла за данный проход, г/см³.

Подставляем значения в формулу (13) и получаем для корня шва:

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

Подставляем значения в формулу (13) и получаем для последующих проходов:

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

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

$$q_n = \frac{q_{эф}}{V_{св}} = \frac{I_{св} \cdot U_d \cdot \eta_u}{V_{св}}, \quad (4.10)$$

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

$I_{св}$ – ток сварочной дуги, А;

U_d – напряжений на дуге, В;

η_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 (14) и получаем для корня шва:

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

Подставляем значения в формулу (14) и получаем для последующих проходов:

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

Рассчитанные параметры сварки приведем в таблицу 4.2.

Инв. № подл.	Подп. и дата	Инв. № дубл.	Взам. инв. №	Подп. и дата	Лист
Ли	Изм.	№ докум.	Подп.	Дат	КП 190702.12.000 ПЗ

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 стали 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:

$$C_s = \left(C + \frac{Mn}{6} + \frac{(Cr+V)}{5} + \frac{Mo}{4} + \frac{Ni}{15} + \frac{Cu}{13} + \frac{P}{2} \right), \% \quad (4.11)$$

где С, Мn, Cr, Мо, Ni, Cu, Р - процентное содержание легирующих элементов в металле шва.

В зависимости от эквивалентного содержания углерода и связанной с этим склонности к закалке и образованию трещин стали по свариваемости делят на четыре группы: хорошо, удовлетворительно, ограниченно и плохо сваривающиеся. Стали первой группы хорошо свариваются без образования закалочных структур и трещин с широким диапазоне режимов, толщин и конструктивных форм.

Инв. № подл.						Подп. и дата
Инв. № подл.						Подп. и дата
Инв. № дубл.						Взам. инв. №
КП 190702.12.000 ПЗ						
Ли	Изм.	№ докум.	Подп.	Дат		Лис 51

Удовлетворительно сваривающиеся стали мало склонны к образованию холодных трещин при правильном выборе режимов сварки, в ряде случаев требуется подогрев. Ограниченно сваривающиеся стали склонны к трещинообразованию, возможность регулирования сопротивляемости образованию трещин изменением режима ограничена, требуется подогрев. Плохо сваривающиеся стали весьма склонны к закалке и трещинам, требуют при сварке подогрева, специальных технологических приемов сварки и термообработки.

$$\text{Сталь 09Г2С: } C_s = (0,09 + \frac{1,5}{6} + \frac{0,3}{5} + \frac{0,3}{15} + \frac{0,3}{13} + \frac{0,035}{2}) = 0,46\% .$$

Определим размерный эквивалент углерода по формуле [1, с.353]:

$$C_p = 0,005 \cdot S \cdot C_s, \quad (4.12)$$

где S - толщина свариваемой стали, тогда:

$$C_p = 0,005 \cdot 12 \cdot 0,46 = 0,023\% .$$

Находим суммарный эквивалент углерода C_s :

$$\sum C_s = C_s + C_p ; \quad (4.13)$$

$$\sum C_s = 0,46 + 0,023 = 0,483\% .$$

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

4.4.2 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;

Инв. № подл.	Подп. и дата	Инв. № дубл.	Взам. инв. №	Подп. и дата	Лис
Ли	Изм.	№ докум.	Подп.	Дат	

– 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°C до плюс 40°C ;

– условия, при которых номинальный сварочный ток при ПВ = 60 % должен составлять не менее 250 А [18].

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 [19];

– относительная влажность окружающей среды 80 % при $t = 20^{\circ}\text{C}$;

– стойкость к воздействию механических факторов внешней среды – группа M18 по ГОСТ 17516.1-90 [20].

Инв. № подл.	Подп. и дата
Инв. № дубл.	Взам. инв. №
Подп. и дата	Подп. и дата

Ли	Изм.	№ докум.	Подп.	Дат
----	------	----------	-------	-----

Свароч. ток / Напряж. / ПВ	350А/34В/60%-3ф. 300А/32В/100%-3ф. 320А/33В/60%-1ф. 275А/31В/100%-1ф.
Продолжение таблицы 4.3	
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

4.4.3 Технологический процесс сборки и сварки

Перед сборкой следует осмотреть поверхности кромок свариваемых элементов. Устранить шлифованием на наружной поверхности неизолированных торцов труб или переходного кольца цапаины, 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.

Ив. № подл.	Подп. и дата
Ив. № дубл.	Взам. ив. №
Подп. и дата	
Ив. № подл.	

Ли	Изм.	№ докум.	Подп.	Дат
----	------	----------	-------	-----

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 4.1.

Инв. № подл.	Подп. и дата
	Взам. инв. №
Инв. № дубл.	Подп. и дата
	Инв. № подл.

Ли	Изм.	№ докум.	Подп.	Дат
----	------	----------	-------	-----

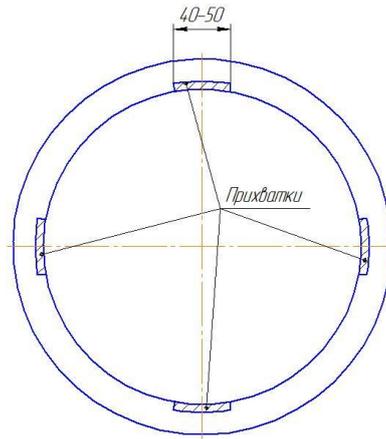


Рисунок 4.1 – Схема расположения прихваток

Не допускается перемещать или подвергать любым внешним воздействиям сваренный стык до полного завершения корневого слоя шва, выполненного электродами с основным видом покрытия [3].

Инв. № подл.	Подп. и дата	Инв. № дубл.	Взам. инв. №	Подп. и дата
Ли	Изм.	№ докум.	Подп.	Дат

КП 190702.12.000 ПЗ

Лис

57

V. Контроль качества выполненных работ

5.1 Визуальный и измерительный контроль

Визуальному контролю подвергаются все законченные сварные соединения, на которые распространяется РД 153-006-02 [18].

Перед визуальным контролем сварные швы и прилегающая к ним поверхность основного металла шириной не менее 20 мм (по обе стороны шва) должны быть очищены от шлака, брызг расплавленного металла, окалины и других загрязнений.

Визуальный контроль производится невооруженным глазом или с помощью лупы 4–7 кратного увеличения для участков, требующих уточнения характеристик обнаруженных дефектов, с применением, при необходимости, переносного источника света.

Недопустимыми дефектами, указанными в п. 3.3.1, выявленными при визуальном контроле сварных соединений, являются:

- трещины всех видов и направлений;
- непровары (несплавления) между основным металлом и швом, а также между валиками шва;
- наплывы (натёки) и брызги металла;
- незаваренные кратеры;
- свищи;
- прожоги;
- скопления и включения пор.

Выявленные при визуальном и измерительном контроле дефекты, которые могут быть исправлены (удалены) без последующей заварки выборок, должны быть исправлены до проведения контроля другими методами.

Измерительный контроль сварных соединений (определении размеров швов, смещения кромок, перелом осей, углублений между валиками, чешуйчатости поверхности швов и др.) следует выполнять в местах, где

Ив. № подл.	Подп. и дата
Ив. № дубл.	Взам. инв. №
Подп. и дата	Подп. и дата

Ли	Изм.	№ докум.	Подп.	Дат
----	------	----------	-------	-----

КП 190702.12.000 ПЗ

Лис

58

допустимость этих показателей вызывает сомнения при визуальном контроле, если в ПТД нет других указаний. Размеры и форма шва проверяются с помощью шаблонов, размеры дефекта с помощью мерительных инструментов.

Контроль проводится сварщиком после зачистки поверхности. Результаты контроля считаются удовлетворительными, если не обнаружены трещины, незаваренные прожоги и кратеры, скопления, поверхностные поры (включения), превышающие нормы, и другие дефекты, свидетельствующие о нарушении режима сварки или о недоброкачестве сварочных материалов. При обнаружении недопустимых дефектов вопрос о продолжении сварки или способе исправления дефектов должен решать руководитель сварочных работ [3].

5.2 Радиографическая дефектоскопия

Общие требования к методу радиографического контроля сварных соединений с использованием рентгеновских аппаратов, источников радиоактивного излучения иридий-192, цезий-137, селен-75, тулий-170 и кобальт-60 и радиографической пленки установлены ГОСТ 7512-82 [21].

При радиографическом контроле применяют отечественные радиографические пленки типа РТ-5, РТ-4М, РТ-2, РТ-3, РНТМ-1, РТ-1, РТ-СШ.

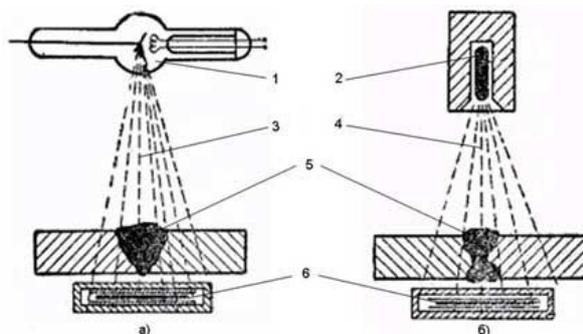


Рисунок 5.1 - Просвечивание сварного шва рентгеновскими лучами (а) и гамма-лучами (б)

Инв. № подл.	Подп. и дата
Инв. № дубл.	Инв. №
Взам. инв. №	Подп. и дата

Ли	Изм.	№ докум.	Подп.	Дат
----	------	----------	-------	-----

1 – рентгеновская трубка; 2 – ампула с радиоактивным веществом в защитном свинцовом кожухе; 3 – рентгеновские лучи; 4 – гамма-лучи; 5 – сварной шов; 6 – кассета с рентгеновской пленкой.

Допускается применение импортных радиографических пленок, предназначенных для дефектоскопии металлоконструкций.

Для просвечивания используют:

- рентгеновские аппараты непрерывного действия;
- импульсные рентгеновские аппараты;
- гамма-дефектоскопы.

Допускается применение аппаратуры и оборудования других типов, в том числе зарубежного производства, при условии обеспечения необходимых режимов просвечивания и требуемого качества снимков.

Если неровности шва, брызги металла и другие внешние дефекты могут затруднить выявление внутренних дефектов в сварном соединении или повредить радиографическую пленку, то поверхность этого соединения должна быть зачищена с использованием средств механической обработки. В остальных случаях специальная подготовка поверхности сварного соединения не требуется.

Швы, подлежащие контролю, размечают на отдельные участки, длина которых зависит от формата применяемой радиографической пленки (кассет), а затем маркируют несмывающейся краской.

На каждом участке шва, подвергаемом радиографическому контролю, закрепляют эталоны чувствительности, имитаторы (если это необходимо) и свинцовые знаки [22].

Для определения чувствительности радиографического контроля следует использовать проволочные, канавочные и пластинчатые эталоны чувствительности, форма и размеры которых установлены ГОСТ 7512-82 [21].

Допускается использовать канавочные и проволочные эталоны чувствительности, изготовленные по ГОСТ 7512-75.

Инв. № подл.	Подп. и дата
Инв. № дубл.	Взам. инв. №
Подп. и дата	Подп. и дата

Ли	Изм.	№ докум.	Подп.	Дат
----	------	----------	-------	-----

Для маркировки радиограмм следует использовать маркировочные знаки в виде цифр и букв русского или латинского алфавитов, а также дополнительные знаки в виде стрелок, тире и т.п. (предпочтительны наборы № 1, 2, 5 и 6), изготовленные из материала, обеспечивающего получение их четких изображений на радиографических снимках.

Изображение на снимке маркировочных знаков должно быть четким и не накладываться на изображение сварного шва.

При сварке стыка несколькими сварщиками, не имеющими общего бригадного клейма, для упрощения маркировки следует использовать условный шифр в виде, например, одной буквы, используемой для обозначения состава сварщиков. Использование данного обозначения состава сварщиков должно быть оформлено протоколом за подписями начальника участка и старшего дефектоскописта. При изменении состава сварщиков шифр должен быть заменен на новый.

При повторном (после исправления дефектного участка сварного соединения) контроле в маркировку радиограмм в конце группы маркировочных знаков добавляется порядковый номер проведения повторного контроля "П1" или "П2" [15].

Допускается маркировка снимков простым карандашом после проявления по следующим позициям:

- номер пленки;
- шифр (клеймо) сварщика или бригады;
- шифр дефектоскописта.

Инв. № подл.	Подп. и дата					КП 190702.12.000 ПЗ	Лис
Инв. № дубл.	Взам. инв. №	Подп. и дата	Инв. инв. №	Подп. и дата	61		
Ли	Изм.	№ докум.	Подп.	Дат			

VI. Расчеты эксплуатационных затрат на ремонт врезкой катушки и композитной муфтой

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

Потенциальным потребителем данной разработки является ОАО «Газпром».

В экономической части произведены расчеты эксплуатационных затрат на ремонт и устранение дефектов ПОР с проведением экономического сравнения перспективности ремонта врезкой катушки с применением композитно-муфтовой технологии:

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
5. прочие затраты

Работы ведутся Парабельском районе Томской области.

Стоимость материалов и оборудования взята по прайс-листам оборудования заводов-изготовителей за 2016 год.

Результаты расчетов полной стоимости оборудования для ремонта приведены в таблице 6.1, 6.2 (транспортные расходы составляют 2%, строительно-монтажные 5% от стоимости оборудования).

Далее производим расчет амортизационных отчислений, результаты заносим в таблице 6.3, 6.4.

Инв. № подл.	Подп. и дата
Инв. № дубл.	Взам. инв. №
Подп. и дата	Подп. и дата
Инв. № подл.	Подп. и дата

Ли	Изм.	№ докум.	Подп.	Дат
----	------	----------	-------	-----

КП 190702.12.000 ПЗ

Лис

62

Таблица 6.1

Потребность оборудования необходимого для ремонта врезкой катушки

Наименование	Марка	Кол	Цена ед., руб.	Стоимость всего оборудования, руб.	Транспортн ые расходы, руб.	Стоимость монтажа, руб.	Полная стоимость, руб.
Бульдозер	Komatsu D 63E-12	1	8800000	8800000	176000	440000	9416000
Экскаватор	Daewoo SOLAR L 180W-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

Таблица 6.2

Потребность оборудования необходимого для ремонта композитной муфтой

Наименование	Марка	Кол.	Цена ед., руб.	Стоимость всего оборудования, руб.	Транспортн ые расходы, руб.	Стоимост ь монтажа, руб.	Полная стоимость, руб.
Бульдозер	Комatsu D 63E-12	1	8800000	8800000	176000	440000	9416000
Экскаватор	Daewoo SOLAR L 180W-V	1	5500000	5500000	110000	275000	5885000
Дробеструйная установка	2040 NC	1	600000	600000	12000	30000	642000
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
Компрессор	Compair Holman 51	1	1500000	1500000	30000	75000	1605000
Электростанция		1	55000	1100	2750	1350	58850
Итого:		9					27129850

Таблица 6.3

Расчет амортизационных отчислений для ремонта врезкой катушки

Наименование	Марка	Кол	Полная стоимость, руб.	Норма амортизации, %	Сумма амортизации, руб.
Бульдозер	Komatsu D 63E-12	1	9416000	20	1883200
Экскаватор	Daewoo SOLAR L 180W-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

Ине. № подп	Подп. и дата
Ине. № дубл.	Взам. инв. №
Ине. № инв. №	Подп. и дата

Ли	Изм.	№ докум.	Подп.	Дат
----	------	----------	-------	-----

КП 190702.12.000 ПЗ

Лис

65

Таблица 6.4

Расчет амортизационных отчислений для ремонта композитной муфтой

Наименование	Марка	Кол.	Полная стоимость, руб.	Норма амортизации, %	Сумма амортизации, руб.
Бульдозер	Komatsu D 63E-12	1	9416000	20	1883200
Экскаватор	Daewoo SOLAR L 180W-V	1	5885000	20	1177000
Дробеструйная установка	2040 NC	1	642000	20	128400
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	20	42800
Компрессор	Compair Holman 51	1	1605000	10	160500
Электростанция		1	58850	10	5885
Итого:		9	27129850		5259585

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

$$M = D \times C \times K, \quad (6.1)$$

где D – продолжительность периода, дни;

C – время смены, часы;

Инв. № подл. Подп. и дата. Инв. № инв. №. Взам. инв. №. Подп. и дата. Инв. № подл.

Ли	Изм.	№ докум.	Подп.	Дат
----	------	----------	-------	-----

КП 190702.12.000 ПЗ

Лис

66

К – количество машин.

Амортизация за отработанный период:

$$A_{об} = \frac{A_{год}}{M_{год}} \times M_{об}, \quad (6.2)$$

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

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

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

Для врезки катушки:

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

Количество машино-часов работы за год составит:

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

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

Для композитной муфты:

$$M_{об} = 3 * 8 * 9 = 216 \text{ маш.-час.}$$

Количество машино-часов работы за год составит:

$$M_{год} = 259 * 8 * 9 = 18648 \text{ маш.-час.}$$

$$A_{об} = 5259585 / 18648 * 216 = 60921,8 \text{ руб.}$$

Далее определим затраты на оплату труда работников за период ремонта с учетом премии и районного коэффициента. Расчеты фонда оплаты труда работников сведены в таблице 6.5, 6.6.

Подп. и дата
Взам. инв. №
Инв. № дубл.
Подп. и дата
Инв. № подл.

Ли	Изм.	№ докум.	Подп.	Дат	КП 190702.12.000 ПЗ	Лис
						67

Таблица 6.6

Фонд оплаты труда рабочих для композитной муфты по данным за 2016 год

Профессия	Разряд	Кол.	Тарифная ставка, руб.	Тарифный фонд ЗП, руб.	Премия, доплаты и надбавки		Основная ЗП, руб.	Дополнительная ЗП, руб.	Сев. и рай. коэф. 50%+30%	Общ. Фонд ЗП, руб.
					%	Сумма				
Мастер	8	1	50,76	1624,32	50	812,16	2436,48	487,30	2339,02	5262,80
Машинист бульдозера	6	1	44,32	1418,24	50	709,12	2127,36	425,47	2042,27	4595,10
Машинист экскаватора	6	1	44,32	1418,24	50	709,12	2127,36	425,47	2042,27	4595,10
Водитель вахтовой машины	5	1	42,76	1368,32	50	684,16	2052,48	410,50	1970,38	4433,36
Водитель самосвальной машины	4	1	41,22	1319,04	50	659,52	1978,56	395,71	1899,42	4273,69
Слесарь ремонтник	5	2	42,76	2736,64	50	1368,32	3420,8	684,16	3283,97	7388,93

Специалист КМТ	4	1	44,32	2836,48	50	1418,32	3545,6	709,12	3403,78	7658,50
Дефектоскопист	6	1	44,32	1418,24	50	709,12	2127,36	425,47	2042,27	4595,10
Итого		9								42802,6

Зная общий фонд заработной платы, рассчитаем величину отчислений на социальные нужды ЕСН, который составляет 26%.

ЕСН для врезки катушки = $35413,7 \cdot 26/100 = 9207,6$ руб.

ЕСН для композитной муфты = $42802,6 \cdot 26/100 = 11128,7$ руб.

Далее определим стоимость основных и вспомогательных материалов для обоих вариантов.

Таблица 6.7

Статья материалы врезки катушки по данным за 2016 год

Наименование материалов	Кол-во	Цена, руб.	Сумма, руб.
Катушка, кг	1	950000	950000
Изоляционная пленка, кг	60	435	26100
Электроды 3 мм, кг	2,5	225	562,5
Электроды 5 мм, кг	15	195	2925
Праймер, кг	5	237	1185
Круги отрезные, шт.	1	90	90
Круги шлифовальные, шт.	2	90	180
Абразивная дробь, кг	500	60	30000
Итого:			1011042,5
Транспортные расходы, 5%			50552,1
Итого с учетом транспортных расходов:			1061594,6

Инв. № подл. Подл. и дата
 Инв. № дубл. Подл. и дата
 Инв. № инв. № Взам. инв. № Подл. и дата

Ли	Изм.	№ докум.	Подл.	Дат
----	------	----------	-------	-----

Таблица 6.8

Статья материалы для композитной муфты по данным за 2016 год

Наименование материалов	Кол-во	Цена, руб.	Сумма, руб.
Муфта, кг	3	800000	2400000
Изоляционная пленка, кг	60	435	26100
Праймер, кг	5	237	1185
Композитный состав, л	118,7	528	62673,6
Растворитель, л	30	54	1620
Плита дорожная ПНД-А1V (6*2*0,14), шт.	5	18600	93000
Дизтопливо, кг	2000	27	54000
Итого:			2638578,6
Транспортные расходы, 5%			131928,9
Итого с учетом транспортных расходов:			2770507,5

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

Заключительный сравнительный анализ методов ремонта представлен в таблице 6.9.

Инь. № подл.	Подп. и дата
Инь. № дубл.	Инь. № инв. №
Инь. № инв. №	Подп. и дата
Инь. № подл.	Подп. и дата

Ли	Изм.	№ докум.	Подп.	Дат
----	------	----------	-------	-----

КП 190702.12.000 ПЗ

Лис

72

Таблица 6.9

Смета затрат на устранение дефектов участка газопровода

№	Наименование статей	Врезка катушки		Композитная муфта	
		тыс. руб.	уд. вес, %	тыс. руб.	уд. вес, %
1	Материальные	1061,6	66,2	2770,5	82,9
2	Оплата труда	35,4	2,2	42,8	1,3
3	ЕСН	9,2	0,6	11,1	0,3
4	Амортизация	39,0	2,4	60,9	1,8
5	Прочие затраты	458,1	28,6	458,1	13,7
	Всего затрат:	1603,3	100	3343,4	100

Итог: Затраты на устранение дефекта методом врезки катушки = 1603,3 тыс. руб.

Затраты на устранение методом композитной муфты = 3343,4 тыс. руб.

Дополнительная прибыль валовая составит: $P_B = 3343,4 - 1603,3 = 1740,1$ тыс. руб.

Прибыль чистая составит: $P_{ч} = P_B - 24\% = 1740,1 - 24\% = 1322,5$ тыс. руб.

Технико-экономические показатели представлены в таблице 6.10.

Инь. № подл.	Подп. и дата
Инь. № дубл.	Взам. инв. №
Подп. и дата	Подп. и дата

Ли	Изм.	№ докум.	Подп.	Дат
----	------	----------	-------	-----

КП 190702.12.000 ПЗ

Лис

73

Таблица 6.10

Технико-экономические показатели вариантов ремонта

Показатели	Ед. изм.	Врезка катушки	Композитная муфта
Продолжительность ремонта	дни	2	3
Численность работников	чел.	8	9
Трудоемкость	чел×час	128	216
Смета затрат, всего:	тыс. руб.	1603,3	3343,4
в том числе			
– материальные затраты	тыс. руб.	1061,6	2770,5
– оплата труда	тыс. руб.	35,4	39,442,8
– ЕСН	тыс. руб.	9,2	11,1
– амортизация	тыс. руб.	39,0	60,9
– прочие затраты	тыс. руб.	458,1	458,1
Прирост прибыли валовой	тыс. руб.	1740,1	—
Прирост прибыли чистой	тыс. руб.	1322,5	—

Таким образом, экономический расчет показал, что из представленных видов ремонта, более экономичным является ремонт врезкой катушки.

Инь. № подл.	Подп. и дата
Инь. № дубл.	Взам. инв. №
Инь. № инв. №	Подп. и дата
Инь. № подл.	Подп. и дата

Ли	Изм.	№ докум.	Подп.	Дат
----	------	----------	-------	-----

КП 190702.12.000 ПЗ

Лис

74

VII. СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ

В данной работе рассматривается капитальный ремонт магистрального газопровода. Основным рабочим местом при производстве работ является открытый воздух. Работы производятся в дневное время суток.

7.1 Производственная безопасность

В таблице 7.1 приведены основные элементы производственного процесса, формирующие опасные и вредные факторы.

Таблица 7.1

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

Этапы работ	Наименование запроектованных работ и параметров производства	Факторы (ГОСТ 12.0.003-74)		Нормативный документ
		Опасные	Вредные	
1. Полевой	Ремонтные работы на магистральном газопроводе	1. Движущиеся машины и механизмы производственного оборудования (в т.ч. грузоподъемные) 2. Электрическая дуга и металлические искры при сварке 3. Взрывоопасность	1. Превышение уровня шума. 2. Повышенная запыленность и загазованность воздуха рабочей зоны. 3. Отклонение показателей климата. 4. Повреждение в	ГОСТ 12.0.003-74 [23] ГОСТ 12.1.012-90 [24] ГОСТ 12.1.004-91 [25]

Инь. № подл.	Подп. и дата
Инь. № дубл.	Инь. инв. №
Взам. инв. №	Подп. и дата

Ли	Изм.	№ докум.	Подп.	Дат
----	------	----------	-------	-----

		и пожароопас-ность 4.Электрический ток.	результате контакта с животными, насекомыми, пресмыкающим-ся.	ГОСТ12.1.005-88[26] ГОСТ12.1.003-83[23] ВСН 51-1-80[27] ГОСТ12.3.009-76 [28]
--	--	--	---	---

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

К работе допускаются лица, имеющие соответствующее специальное образование, прошедшие медицинский осмотр, инструктаж по охране труда, а также проверку знаний СТО Газпром 14-2005[29].

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

Перед началом работ результаты проверки должны быть занесены в «Журнал инструктажа на рабочем месте».

Все работники бригады должны знать и уметь самостоятельно оказывать первую помощь пострадавшему. Бригада должна быть обеспечена

Инва. № подл.	Подп. и дата
Инва. № дубл.	Взам. инв. №
Инва. № инв.	Подп. и дата

Ли	Изм.	№ докум.	Подп.	Дат
----	------	----------	-------	-----

аптечкой первой помощи. Медикаменты должны пополняться по мере расходования и с учетом сроков их годности.

7.1.1 Анализ основных опасных факторов и мероприятия по их устранению

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

При эксплуатации строительных машин и механизмов следует руководствоваться СНиП III-4-80[30]. 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.

Ответственные за содержание строительных машин и механизмов в рабочем состоянии обязаны обеспечивать проведение их технического обслуживания и ремонт в соответствии с требованиями инструкции завода-изготовителя.

До начала работы с применением машин и механизмов руководитель работы должен определить схему движения и место установки их места и способы зануления (заземления) машин, имеющих электропривод, указать способы взаимодействия и сигнализации машиниста (оператора) с рабочим-сигнальщиком, обслуживающим машины, определить (при необходимости) местонахождение сигнальщика, а также обеспечить надлежащее освещение рабочей зоны.

На месте работы машин и механизмов должно быть обеспечено хорошее обозрение рабочей зоны и маневрирование. Если машинист или

Ивл. № подл.	Подл. и дата	Ивл. № дубл.	Взам. инв. №	Подл. и дата
--------------	--------------	--------------	--------------	--------------

Ли	Изм.	№ докум.	Подл.	Дат
----	------	----------	-------	-----

моторист, управляющий машиной, не имеет достаточную обзорность рабочей зоны или не видит рабочего (специально выделенного сигнальщика), подающего ему сигналы, между машинистом и сигнальщиком необходимо установить двухстороннюю радио- или телефонную связь. Не допускается промежуточный сигнальщик для передачи сигналов машинисту.

Значение сигналов, подаваемых в процессе работы или передвижения машины, механизма, оборудования, должно быть разъяснено лицам, участвующим в работе. В зоне работы оборудования должны быть установлены знаки безопасности и предупредительные надписи. Запрещается оставлять без надзора оборудование, машину с работающим (включенным) двигателем.

При погрузочно-разгрузочных работах следует руководствоваться ГОСТ 12.3.009-76[28] , СНиП III-4-80[30]. 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.

Запрещается при выполнении погрузочно-разгрузочных работ строповка груза, находящегося в неустойчивом положении, а также смещение строповочных приспособлений на приподнятом грузе.

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

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

2.Электрическая дуга и металлические искры при сварке

Инва. № подл.	Подп. и дата
Инва. № дубл.	Подп. и дата
Взам. инв. №	Подп. и дата

Ли	Изм.	№ докум.	Подп.	Дат

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. При потолочной сварке сварщик должен дополнительно надевать асбестовые или брезентовые нарукавники.

При сварке цветных металлов и сплавов, содержащих цинк, медь или свинец, сварщик должен пользоваться и соответствующим противогазом.

Газорезчики должны работать в очках со специальными светофильтрами.

При зачистке сварных швов от шлака и грата работники должны быть в предохранительных очках.

Для подвода тока к электродержателю должны применять гибкие изолированные провода, защищенные от повреждений. Запрещается применять провода с нарушенной изоляцией.

Сварочный аппарат и вспомогательные устройства должны располагать не ближе 20м от места огневой работы.

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

3. Электрический ток

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

Электрический удар – это возбуждение живых тканей током, сопровождающееся сокращением мышц. Электрический ток, проходя через

Ивл. № подл.	Подп. и дата
Ивл. № дубл.	Ивл. инв. №
Подп. и дата	Подп. и дата

Ли	Изм.	№ докум.	Подп.	Дат
----	------	----------	-------	-----

организм человека, оказывает на него сложное действие, включая термическое, электролитическое и биологическое.

Безопасность при работе обеспечивается применением различных технических и организационных мер:

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

Все металлические корпуса сварочных аппаратов должны быть надежно заземлены. Электрическая проводка должна обязательно иметь неповрежденную изоляцию. Розетки и вилки должны быть исправными. Около розеток обязательно должна быть надпись о величине напряжения.

7.1.2 Анализ вредных факторов и мероприятия по их устранению

1. Превышение уровня шума

Шум может создаваться работающими транспортом и оборудованием – кранами-трубоукладчиками, эксковатором, шлифмашинкой. Поэтому рабочие должны находиться в наушниках. В результате было установлено, что шум ухудшает условия труда, оказывает вредное воздействие на организм человека. Действие шума различно: затрудняет разборчивость речи,

Ивл. № подл.	Подп. и дата
Ивл. № дубл.	Взам. инв. №
Подп. и дата	Подп. и дата

Ли	Изм.	№ докум.	Подп.	Дат
----	------	----------	-------	-----

вызывает необратимые процессы изменения органа слуха у человека, повышает утомляемость.

Нормирование уровней шума в производственных условиях осуществляется по ГОСТ 12.1.003-83 [23].

Мероприятия по борьбе с шумом:

- Применение наушников;
- беруши;

Допустимые уровни звукового давления и эквивалентного уровня звука (ГОСТ 12.1.003-83) [23] представлены в таблице 7.2.

Таблица 7.2

Допустимые уровни звукового давления и эквивалентного уровня звука

Рабочие места	Уровни звукового давления ,дБ, в октавах полосах со среднегеометрическими частотами ,Гц									Уровни звука и эквивалентные уровни звука, дБА
	331,5	663	1125	2250	5500	11000	22000	44000	88000	
Рабочие места водителей и обслуживающего персонала автомобилей	1100	887	779	772	668	665	663	661	559	70
Рабочие места водителей и обслуживающего персонала автомобилей (пассажиры) легковых автомобилей	993	779	770	663	558	555	552	550	449	60
Рабочие места водителей и обслуживающего персонала тракторов,	1107	995	887	882	778	775	773	771	669	80

Ивл. № подл.	Подп. и дата
Ивл. № дубл.	Взам. инв. №
Ивл. № инв. №	Подп. и дата

самоходных шасси, строительно- дорожных и других аналогичных машин										
--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--

При превышении предельно допустимых норм шума работники должны обеспечиваться СИЗ органов слуха: противошумными наушниками, шлемами или противошумными вкладышами.

СИЗ органов слуха следует выбирать в зависимости от частотного спектра шума на рабочем месте. Типы и группы СИЗ органов слуха следует выбирать в соответствии с требованиями ГОСТ 12.4.051[31].

Работающие, пользующиеся средствами индивидуальной защиты, должны быть проинструктированы о правилах пользования этими средствами и способам проверки их исправности.

При проведении электросварочных и газопламенных работ воздействующий шум не должен превышать значений, предусмотренных требованиями ГОСТ 12.1.003[23].

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

Предельно допустимые уровни шума на рабочих местах установлены с учетом тяжести и напряженности трудовой деятельности СН 2.2.4/2.1.8.562-96[32]. Для определения ПДУ шума, соответствующего конкретному рабочему месту, необходимо провести количественную оценку тяжести и напряженности труда, выполняемого работником.

Ивл. № подл.	Подп. и дата
Ивл. № дубл.	Взам. инв. №
Ивл. № подл.	Подп. и дата
Ивл. № подл.	Подп. и дата

Ли	Изм.	№ докум.	Подп.	Дат

Оценка условий труда при воздействии на работника постоянного шума проводится по результатам измерения уровня звука, в дБА, по шкале «А» шумомера на временной характеристике «медленно».

Примечание. Постоянный шум - шум, уровень звука которого в течение смены изменяется во времени не более чем на 5 дБА при измерении на характеристике шумомера «медленно».

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

Непостоянный шум - шум, уровень звука которого в течение рабочего дня (смены) изменяется во времени более чем на 5 дБА при измерении на характеристике шумомера «медленно».

При воздействии в течение смены на работающего шумов с разными временными (постоянный, непостоянный - колеблющийся, прерывистый, импульсный) и спектральными (тональный) характеристиками в различных сочетаниях измеряют или рассчитывают эквивалентный уровень звука. Для получения в этом случае сопоставимых данных измеренные или рассчитанные эквивалентные уровни звука импульсного и тонального шумов следует увеличить на 5 дБА, после чего полученный результат можно сравнивать с ПДУ без внесения в него понижающей поправки, установленной СН 2.2.4/2.1.8.562-96[32].

Для измерения уровня шума используют шумомеры отечественного производства ИШВ-1, ВШВ-003, Роботрон, а также зарубежного – «Брюль и Кьер». Измерение шума на рабочих местах производится при включенных приборах и механизмах. Осуществляется периодически службой Охраны Труда и сводится к измерению уровня звукового давления на любых частотах и сравнения.

2.Повышенная запыленность и загазованность воздуха рабочей зоны

В процессе своей трудовой деятельности электросварщик подвергается воздействию целого комплекса опасных и вредных производственных

Инва. № подл.	Подп. и дата
Инва. № дубл.	Подп. и дата
Взам. инв. №	Подп. и дата
Инва. № подл.	Подп. и дата

Ли	Изм.	№ докум.	Подп.	Дат
----	------	----------	-------	-----

факторов физической и химической природы: Излучение инфракрасных волн, сварочный аэрозоль, искры и брызги расплавленного металла и шлака[21].

Именно эти факторы вызывают профессиональные заболевания и травматические повреждения. Другие вредности: газы, шум, электромагнитные поля, образование аэроионов имеют меньшее значение и обычно не служат причиной профессиональных заболеваний.

Спектр излучения сварочной дуги включает в себя участок инфракрасных волн (3430 - 760 нм), видимый участок (760 - 400 нм) и ультрафиолетовый участок (400 -180 нм). При этом доля инфракрасных лучей составляет от 30 до 70% всей энергии излучения дуги. Именно инфракрасные лучи способны вызвать профессиональную катаракту. Видимый свет электрической дуги нестерпимо ярок. Смотреть на него сколько-нибудь долго невозможно, поэтому ни у кого из сварщиков не вызывает сомнения необходимость использования светофильтров. Наибольшее значение с точки зрения охраны труда имеет ультрафиолетовая часть спектра. Даже кратковременное воздействие ультрафиолетовых лучей на незащищенный глаз способно вызвать ожог роговой оболочки электроофтальмию.

Сварочный аэрозоль представляет собой совокупность мельчайших частиц, образовавшихся в результате конденсации паров расплавленного металла, шлака и покрытия электродов. Состав сварочного аэрозоля зависит от состава сварочных и свариваемых материалов. В силу своих мельчайших размеров (иногда меньше 1 микрометра) сварочный аэрозоль беспрепятственно проникает в глубинные отделы легких (легочные альвеолы) и частично остается в их стенках, вызывая профессиональное заболевание, называемое пневмокониоз сварщика, частично всасывается в кровь.

Чтобы избежать описанного неблагоприятного воздействия производственных факторов, характерных для электросварки, необходимо не

Инва. № подл.	Подп. и дата
Инва. № дубл.	Взам. инв. №
Подп. и дата	Подп. и дата

Ли	Изм.	№ докум.	Подп.	Дат
----	------	----------	-------	-----

допускать облучения сварочной дугой глаз и открытых участков кожи, защищать их от попадания искр и брызг металла и шлака и, наконец, препятствовать попаданию в органы дыхания сварочного аэрозоля. Работники, занятые производством газопламенных и электросварочных работ, должны обеспечиваться средствами индивидуальной защиты, в соответствии с Правилами обеспечения работников специальной одеждой, специальной обувью и другими средствами индивидуальной защиты.

Применяемые средства индивидуальной защиты должны соответствовать требованиям ГОСТ 12.4.011[36].

Выбор конкретных типов средств индивидуальной защиты должен проводиться в зависимости от вида работ и применяемых веществ и материалов. Защитные средства, выдаваемые в индивидуальном порядке, должны находиться во время работы у работника или на его рабочем месте. Выбор СИЗ следует определять в зависимости от уровня загрязнения воздушной среды и поверхностей изделия токсичными веществами, интенсивности шума, вибрации, степени электробезопасности, микроклимата на рабочем месте и характера выполняемой работы. СИЗОД применяются в том случае, когда при помощи вентиляции не обеспечивается требуемая чистота воздуха рабочей зоны, предусмотренная требованиями ГОСТ 12.1.005[26].

Выбор СИЗ лица и органов зрения должен производиться в зависимости от методов, режимов и видов работ, интенсивности излучения, индивидуальной особенности зрения. Для защиты глаз от излучения, искр и брызг расплавленного металла и пыли должны применяться защитные очки типа ЗП и ЗН. Выбор защитных очков следует производить в соответствии с требованиями [26]. Допускается использование светофильтров.

При ручной и механической газовой резке, ручной сварке, газовой строжке, газовой выплавке пороков металла и при нагреве изделий и ПН газосварщики и газорезчики должны быть обеспечены защитными очками закрытого типа со стеклами марки ТС-2, имеющими плотность

Ивл. № подл.	Подп. и дата
Ивл. № дубл.	Ивл. инв. №
Подп. и дата	Подп. и дата

Ли	Изм.	№ докум.	Подп.	Дат
----	------	----------	-------	-----

светофильтров ГС-3, при использовании горелок (резаков) с расходом ацетиленом до 750 л/ч, ГС-7 - до 2500 л/ч и ГС-12 - свыше 2500 л/ч.

Вспомогательным рабочим, работающим непосредственно со сварщиком, резчиком или работником, выполняющим ПН, рекомендуется пользоваться защитными очками со стеклами марки СС-14 со светофильтрами П-1800. Для защиты лица при сварке, резке, закалке, зачистке, нагреве и ПН работники должны обеспечиваться щитками в соответствии с требованиями ГОСТ 12.4.023[33]. Для ГОМ и ПН рекомендуется применять щитки типа:

НФ – с наголовным креплением, корпус щитка - светофильтрующий;

КФ – щитки с креплением на каске, корпус щитка светофильтрующий;

РФ – щиток с ручкой, корпус щитка - светофильтрующий.

Спецодежда должна быть безвредной, удобной, не стеснять движения работающего, не вызывать неприятных ощущений, защищать от искр и брызг расплавленного металла, свариваемого изделия, влаги, производственных загрязнений, механических повреждений, отвечать санитарно - гигиеническим требованиям и условиям труда. Выбор спецодежды в зависимости от методов сварки и условий труда должен производиться в соответствии с рекомендациями ГОСТ 12.4.044[34] и ГОСТ 12.4.010[35].

При выполнении работ по сварке, наплавке, резке, а также когда температура окружающего воздуха выше 50 град. С, спецодежда должна обеспечивать эффективную теплозащиту.

Для защиты рук при сварке, наплавке, ПН и резке работники должны обеспечиваться рукавицами, рукавицами с крагами или перчатками, изготовленными из искростойкого материала с низкой электропроводностью.

Запрещается использовать рукавицы и спецодежду из синтетических материалов типа лавсан, капрон и т.д., которые не обладают защитными свойствами, разрушаются от излучений сварочной дуги и могут возгораться от искр и брызг расплавленного металла, и спекаться при соприкосновении с нагретыми поверхностями.

Инв. № подл.	Подп. и дата
	Взам. инв. №
Инв. № дубл.	Подп. и дата
	Инв. № подл.

Ли	Изм.	№ докум.	Подп.	Дат
----	------	----------	-------	-----

Для защиты ног от ожогов брызгами расплавленного металла, механических травм, переохлаждения при работе на открытом воздухе зимой, перегревания при сварке изделий с подогревом, а также от поражения электрическим током, особенно при работе в закрытых сосудах, отсеках, работники должны обеспечиваться специальной обувью. Применять спецобувь с открытой шнуровкой и металлическими гвоздями не допускается.

Природный газ бесцветен, значительно легче воздуха, малотоксичен, если не содержит вредных примесей более допустимых норм.

Если природный газ очищен в соответствии с требованиями ОСТ 51.81-82, «Газы горючие природные, подаваемые в магистральные газопроводы», его свойства мало отличаются от свойств метана.

Примеси тяжелых углеводородов изменяют свойства природного газа: повышают его плотность; снижают температуру воспламенения (НКПВ), а следовательно, и допустимое объемное содержание газа в воздухе рабочей зоны; при значительном их содержании в газе придают ему запах бензина; снижают минимальную энергию зажигания.

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

Перед началом и во время огневых работ, при возможности выделения сжиженных углеводородных газов (далее – СУГ), в помещениях, а также в 20-метровой зоне от продувочных свечей и рабочего места на территории должен проводиться анализ воздушной среды на содержание СУГ не реже чем через каждые 30 мин. Объемная доля газа в воздухе не должна превышать 20 % нижнего концентрационного предела воспламенения пламени. При наличии паров пропана нижний концентрационный предел воспламенения газа составляет 2,1 %, паров нормального бутана 1,5 % (п.

Инв. № подл.	Подп. и дата
	Взам. инв. №
Инв. № дубл.	Подп. и дата
	Взам. инв. №
Инв. № подл.	Подп. и дата
	Взам. инв. №

Ли	Изм.	№ докум.	Подп.	Дат
----	------	----------	-------	-----

1.3.2.2. Гост 20448-90) [36]. Пробы должны отбираться в наиболее плохо вентилируемых местах.

При наличии в воздухе паров СУГ, независимо от концентрации, огневые работы должны быть приостановлены. Ремонтные работы могут быть возобновлены только после ликвидации и устранения утечек газа и анализа отсутствия опасной концентрации газа в воздухе на рабочем месте. При предельно допустимой концентрации газа в воздухе рабочей зоны, превышающей 300 мг/м³, работы по ликвидации и устранению утечек газа должны выполняться в шланговых противогазах. Устранение утечек газа на работающем технологическом оборудовании.

3. Неудовлетворительные метеорологические условия на рабочем месте

Климат района континентальный, с продолжительной холодной зимой (температура достигает -50°C) и коротким тёплым летом (до +35°C). Наибольшее количество осадков выпадает в осенне-зимний период. Всем членам бригады выдается спецодежда. Летом: костюм безветренный, костюм хлопчатобумажный с водоотталкивающим покрытием, костюм противэнцифалитный, сапоги кирзовые. Зимой: куртка на утепленной прокладке, костюм зимний с пристегивающейся утепляющей прокладкой, чуни.

Зимой, работы на открытом воздухе запрещаются при следующих условиях:

Таблица 7.3

Условия, при которых запрещаются работы на открытом воздухе

Скорость ветра, V м/с	Температура, t ⁰ C
1	2
При безветренной погоде	-40
Не более 5	-35
5,1-10,0	-25

Инва. № подл.	Инва. № дубл.	Взам. инв. №	Подп. и дата

Ли	Изм.	№ докум.	Подп.	Дат

10,1-15,0	-15
15,1-20,0	-5
>20	0

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

Район работ приурочен к лесным и болотным ландшафтам, в связи с чем существует опасность повреждений, в результате контакта с дикими животными, кровососущими насекомыми, клещами. Обязательным требованием для допуска к работе является вакцинация против клещевого энцефалита. Бригада должна быть обеспечена спецодеждой и средствами индивидуальной защиты. Так как работы производятся в летний период.

Места неблагополучные по клещевому энцефалиту (КЭ) и клещевому боррелиозу (КБ), определяются местными Центрами госсанэпиднадзора. Территория Томской области считается неблагополучной по КЭ и КБ[36].

Нападение клещей-переносчиков возбудителей КЭ и КБ возможно в весенне-летний период, при средне-суточной температуре – +3°. В условиях Томской области это с начала апреля по октябрь месяцы. Наибольший риск нападения клещей в месяцах мае и июне.

К полевым работам в весенне-летний период допускаются только лица, привитые против КЭ. Прививки начинают заблаговременно, в сентябре-октябре месяцах. Созданный иммунитет должен подкрепляться дополнительными прививками (ревакцинации), проводимыми в марте-апреле не позже 15 дней до выезда на полевые работы (согласно схемы иммунопрофилактики). Все работающие, в том числе и сезонные работники, направленные на работу в неблагополучные по КЭ и КБ места, при контакте с клещами должны быть обеспечены специальной одеждой для индивидуальной защиты. Лица, подлежащие обеспечению защитной спецодеждой, все полевые работы в весенне-летнее время выполняют только в защитной одежде, остальные работники приспособливают любую рабочую

Инва. № подл.	Подп. и дата
Инва. № дубл.	Взам. инв. №
Инва. № инв.	Подп. и дата
Инва. № подл.	Подп. и дата

Ли	Изм.	№ докум.	Подп.	Дат
----	------	----------	-------	-----

одежду так, чтобы под нее не заползали клещи. Куртку на молнии или рубашку нужно заправить в брюки, ворот плотно застегнуть. Брюки заправить в носки, а затем в сапоги или ботинки. Волосы и уши прикрыть капюшоном, косынкой или беретом. Каждый работник должен быть обеспечен средствами индивидуальной защиты от клещей: репеллентами и акарицидами (для пропитки одежды и смазывания открытых участков тела). Репелленты, содержащие около 30% диэтилтолуамида и разрешенные МЗ РФ: «ДЭФИ-ТАЙГА», «Офф! Экстрим», «Гардексаэрозоль экстрим», «Гал-РЭТ», «ДЭТА-ВОККО», «ТОРНАДО», «Бибан». Акарициды, разрешенные к применению: «Рефтамид таежный», «Москитол антиклещ», «Гардекс антиклещ», «Претикс», «Перманон», «Кра-реп».

В весенне-летний период времени необходимо проводить регулярные самоосмотры одежды и взаимоосмотры и не реже 2-х раз в течение рабочего дня осмотры тела (во время перерыва и по окончании работы). Обнаруженных клещей снять и сжечь. Осмотры проводятся под наблюдением специалиста ответственного за работу в данном районе.

При укусе клеща следует его немедленно удалить вместе с хоботком, который удаляется как заноза, место укуса обработать настойкой йода. Сообщить об укусе старшему по работе и незамедлительно обратиться в пункт серопрфилактики для введения иммуноглобулина. Начальник службы (участка) или ответственный специалист несет ответственность за своевременное, не позднее 2 суток, обращение пострадавшего в медицинское учреждение и информацию руководителю учреждения, инженеру по охране труда о случае укуса и принятых мерах. По факту укуса должен быть составлен акт произвольной формы с указанием места, времени и выполняемой работы при которой произошел укус.

Ежегодно разрабатывать и согласовывать с местными органами санитарной службы мероприятия по профилактике КЭ и КБ с учетом местных условий и специфики предстоящей работы в весенне-летний период,

Ивл. № подл.	Подп. и дата
Ивл. № дубл.	Взам. ивл. №
Ивл. № подл.	Подп. и дата

Ли	Изм.	№ докум.	Подп.	Дат
----	------	----------	-------	-----

доводить до их сведения каждого работника из числа профессионально уязвимых контингентов.

Каждый случай заболевания КЭ подлежит расследованию как профессиональное заболевание с представлением материала в установленные сроки и принятия мер по недопущению повторных случаев.

5. Недостаточная освещенность рабочей зоны

Для строительных площадок и участков работ необходимо предусматривать общее равномерное освещение. При этом освещенность должна быть не менее 2 лк независимо от применяемых источников света, за исключением автодорог. При подъеме или перемещении грузов должна быть освещенность места работ не менее 5 лк при работе вручную и не менее 10 лк при работе с помощью машин и механизмов[30].

7.1.3 Пожарная и взрывная безопасность

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

- технологическим,
- строительными,
- организационно-техническими.

Пожарная профилактика является важнейшей составной частью общей проблемы обеспечения пожаро-взрывобезопасности различных объектов, и поэтому ей уделяется первостепенное внимание при решении вопросов защиты объектов от пожаров и взрывов. При пожаре на людей воздействуют следующие опасные факторы:

- повышенная температура воздуха или отдельных предметов,
- открытый огонь и искры,

Инва. № подл.	Подп. и дата
Инва. № дубл.	Взам. инв. №
Подп. и дата	Подп. и дата

Ли	Изм.	№ докум.	Подп.	Дат
----	------	----------	-------	-----

- пониженное содержание кислорода в воздухе,
- взрывы,
- токсичные продукты сгорания, дым и т.д.

Основными причинами пожаров на производстве являются нарушение технологического режима работы оборудования, неисправность электрооборудования, самовозгорание различных материалов и другое. В соответствии с нормативным документом (ГОСТ 12.1.010-76 [37]) вероятность возникновения пожара или взрыва в течение года не должна превышать 10 (одной миллионной). Для предотвращения пожаров и взрывов необходимо исключить возможность образования горючей и взрывоопасной среды и предотвратить появление в этой среде источников зажигания. По пожарной опасности технологический процесс относится к категории А.

Ответственность за пожарную безопасность при строительстве магистрального газопровода возлагается на руководителя огневых работ. Приказ доводится до сведения всех работников, задействованных на огневых работах и знакомятся с приказом под роспись.

Требования пожарной безопасности при проведении огневых работ устанавливаются Правилами пожарной безопасности в Российской Федерации (ППБ 01-03) [38].

Обеспечение пожарной безопасности при проведении огневых работ осуществляет назначенное приказом лицо ответственное за проведение огневых работ, а при нескольких местах огневой работы, приказом назначается лицо ответственное за выполнение мероприятий обеспечивающих пожарную безопасность

Лица, принимающие участие в огневых работах должны ежегодно проходить обучение по пожарно-техническому минимуму со сдачей экзамена.

Осмотр места проведения и согласование в наряде-допуске на выполнение огневых работ осуществляют:

– инженеры пожарной охраны, ГО и ЧС;

Инд. № подл.	Подп. и дата
Инд. № дубл.	Взам. инв. №
Инд. № инв.	Подп. и дата

Ли	Изм.	№ докум.	Подп.	Дат
----	------	----------	-------	-----

- командиры отделений ведомственной пожарной охраны (ВПО);
- лица ответственные за пожарную безопасность филиала (при отсутствии в штатах инженеров пожарной охраны, ГО и ЧС или командиров отделений ВПО).

При отсутствии оформленного в установленном порядке наряда - допуска или нарушении правил пожарной безопасности работы должны быть немедленно прекращены.

Места проведения огневых работ следует обеспечивать в необходимом количестве первичными средствами пожаротушения (огнетушители, лопаты, ёмкости с водой).

При проведении огневых работ на участках магистральных газопроводов в двух и более местах привлекать пожарные машины (пожарный автомобиль или мотопомпу).

В опасной зоне места проведения огневых работ запрещается курить, разводить костры применять открытый огонь.

Спецоборудование и транспортные средства, имеющее ДВС должны быть оснащены искрогасителями, а их электрооборудование и источники электроснабжения иметь исправную электросистему.

Сварщики и их помощники могут пользоваться теплоотражательными костюмами (ТОК-200).

Все принимающие непосредственное участие в огневых работах должны быть в сертифицированной спецодежде из термостойких материалов.

Хранение и транспортирование баллонов с газами должно осуществляться только с навинченными на их горловины предохранительными колпаками. При транспортировании баллонов нельзя допускать толчков и ударов. К месту сварочных работ баллоны должны доставляться на специальных тележках, носилках, санках,

Изм. № подл.	Подп. и дата
Изм. № дубл.	Изм. инв. №
Подп. и дата	Подп. и дата

Ли	Изм.	№ докум.	Подп.	Дат
----	------	----------	-------	-----

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

По окончании огневых работ необходимо используемые огнетушители перезарядить, пожарным автомобилям и мотопомпам провести техническое обслуживание, противопожарному инвентарю провести профилактическое обслуживание (заточка, подкраска и т.п.).

Каждый случай пожара, происшедшего в результате нарушения правил пожарной безопасности при проведении огневых работ, должен быть тщательно расследован специально созданной комиссией с составлением акта. По результатам расследования должны быть разработаны дополнительные мероприятия, направленные на предотвращение подобных случаев. При необходимости следует вносить изменения в данное дополнение.

7.2 Экологическая безопасность

Все мероприятия по охране окружающей среды при строительстве магистрального газопровода выполнены в соответствии с разделом 13 СНиП III-42-80*[16] и рабочим проектом.

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

Строительная организация, выполняющая строительно – монтажные работы, несёт ответственность за соблюдением проектных решений, связанных с охраной окружающей среды, а также за соблюдение государственного законодательства по охране природы.

Ивл. № подл.	Подп. и дата	Ивл. № дубл.	Взам. инв. №	Подп. и дата

Ивл. № подл.	Подп. и дата	Ивл. № дубл.	Взам. инв. №	Подп. и дата
Ли	Изм.	№ докум.	Подп.	Дат

КП 190702.12.000 ПЗ

Лис

94

Временные автомобильные дороги и проезды должны устраиваться с учётом требований по предотвращению повреждения плодородного слоя и древесно-кустарниковой растительности.

Потери растительного слоя при прокладке временных дорог должны быть минимальными. Низкие кустарники вдоль полосы отвода не рекомендуется вырубать. Они сохраняют устойчивость почвы и служат в качестве осадочного фильтра вдоль водоёмов.

Простейшим методом расчистки трассы в редких лесах является прижимание растительности к поверхности будущей дороги.

Ширина полосы отвода земли на время строительства и ремонта магистральных трубопроводов определяется проектом в соответствии с нормами отвода земель для магистральных трубопроводов.

Производство строительно-монтажных работ, движение машин и механизмов, складирование и хранение материалов в местах, не предусмотренных проектом производства работ, запрещается.

Мероприятия по предотвращению эрозии почв, оврагообразования, а также защитные противообвальные и противооползневые мероприятия должны выполняться в строгом соответствии с проектными решениями.

При выборе методов и средств механизации для производства работ следует соблюдать условия, обеспечивающие получение минимума отходов при выполнении технологических процессов (превращение древесных отходов в промышленную щепу, многократное использование воды при очистке полости и гидравлических испытаниях трубопровода и т. д.).

Плодородный слой почвы на площади, занимаемой траншеями и котлованами, до начала основных земляных работ должен быть снят и уложен в отвалы для восстановления (рекультивации) земель. При производстве указанных работ следует строго соблюдать требования проекта рекультивации и положения Инструкции по рекультивации земель при строительстве магистральных трубопроводов и Основных положений по восстановлению земель, нарушенных при разработке месторождений

Ивл. № подл.	Подп. и дата
Ивл. № дубл.	Взам. инв. №
Подп. и дата	Подп. и дата

Ли	Изм.	№ докум.	Подп.	Дат
----	------	----------	-------	-----

КП 190702.12.000 ПЗ

полезных ископаемых, проведении геологоразведочных, строительных и иных работ.

Снятие, транспортировка, хранение и обратное нанесение плодородного слоя грунта должны выполняться методами, исключающими снижение его качественных показателей, а также его потерю при перемещениях.

Использование плодородного слоя грунта для устройства подсыпок, перемычек и других временных земляных сооружений для строительных целей не допускается.

Не допускается сливать в реки, озёра и другие водоёмы воду, вытесненную из трубопровода, без предварительной её очистки.

После окончания основных работ строительная организация должна восстановить водосборные канавы, дренажные системы, снегозадерживающие сооружения и дороги, расположенные в пределах полосы отвода земель или пересекающих эту полосу, а также придать местности проектный рельеф или восстановить природный.

Природоохранные мероприятия:

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

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

Ивл. № подл.	Подл. и дата	Ивл. № дубл.	Взам. инв. №	Подл. и дата
--------------	--------------	--------------	--------------	--------------

Ли	Изм.	№ докум.	Подл.	Дат
----	------	----------	-------	-----

Вредные воздействия на окружающую среду и природоохранные мероприятия при гидрогеоэкологических работах

Природные ресурсы и компоненты окружающей среды	Вредные воздействия	Природоохранные мероприятия
Земля и земельные ресурсы	1. Уничтожение и повреждение почвенного слоя, сельхозугодий и др. земель. 2. Засорение почвы производственными отходами и мусором. 3. Создание выемок и неровностей, усиление эрозионной опасности, уничтожение растительности.	1. При обработке запланированного объема работ производится временное отчуждение земель. 2. Применение технологического процесса и видов транспортных средств с минимальным влиянием на окружающую среду. 3. Запрещается проведение земляных и иных работ, нарушающих почвенный слой.
Лес и лесные ресурсы	1. Уничтожение, повреждение и загрязнение почвенного покрова. 2. Лесные пожары.	1. В пределах водоохранных зон запрещена вырубка леса 2. Запрещается разведения костров рядом с лесным массивом.
Вода и водные ресурсы	1. Загрязнение мусором.	1. В водоохранных зонах запрещаются: складирование древесины, мусора и отходов производства, стоянка, заправка топливом, мойка и ремонт тракторно-вездеходной техники, земляные работы.
Животный мир	1. Распугивание, нарушение мест обитания животных, рыб и др. представителей животного мира, случайное уничтожение. 2. Браконьерство	1. Охота на дичь и рыбная ловля разрешена только лицам, имеющим на это право, с соблюдением сроков и правил охоты и рыбной ловли. 2. Предусматривается ограничение количества проездов через ручьи и

Инва. № подл. Подп. и дата
Инва. № дубл. Подп. и дата
Взам. инв. №

Инва. № подл. Подп. и дата
Инва. № дубл. Подп. и дата
Взам. инв. №

Ли Изм. № докум. Подп. Дат

		овраги с целью минимизации производства работ в пойменных местах.
--	--	---

7.3 Безопасность при чрезвычайных ситуациях

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

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

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

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

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

Чрезвычайные ситуации подразделяются на следующие виды:

- природные (наводнение, снег, ветер, низкие температуры);
- техногенные (аварии, пожары);
- военные.

Инт. № подл.	Подп. и дата
Инт. № дубл.	Взам. инв. №
Подп. и дата	

Ли	Изм.	№ докум.	Подп.	Дат
----	------	----------	-------	-----

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

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

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

Радиоактивное заражение местности, воды и воздушного пространство возникает в результате выпадения радиоактивных веществ из облака ядерного взрыва. Местность считается зараженной при уровне радиации от 0,5 р/час и выше. Заражение предметов, техники и кожных покровов человека измеряется в миллирентгенах в час. Характерной особенностью радиоактивного взрыва является то, что постоянно происходит спад радиации во времени вследствие распада радиоактивных веществ выпавших при ядерном взрыве. Заражения человека радиоактивными веществами ведет к облучению, которое может вызвать лучевую болезнь.

На промышленных объектах здания могут обеспечивать частичную защиту от радиации в случае заражения местности и воздуха.

Предельно допустимая величина зараженности оборудования – 200млр./час [27]. При таком заражении можно пользоваться оборудованием, не подвергаясь опасности поражения.

Дезактивация – это удаление радиоактивных веществ с зараженных объектов, а так же очистка от радиоактивных веществ: воды, пищевых продуктов и т.д. Дезактивация проводится в тех случаях, когда степень заражения превышает допустимые пределы. Дезактивацию территории проводят следующими способами:

Изн. № подл.	Подп. и дата
Изн. № дубл.	Изн. инв. №
Подп. и дата	Подп. и дата

Ли	Изм.	№ докум.	Подп.	Дат
----	------	----------	-------	-----

- сметанием радиоактивных веществ подметально-уборочными машинами с участков, имеющих стальное или бетонное покрытие;
- смыванием пыли;
- срезанием зараженного слоя грунта толщиной 5 - 10 см;
- засыпкой зараженных участков территории незараженным грунтом слоем 8 – 10 см;
- в зимнее время дезактивацию проводят, убирая снег и лед.

В цехах промышленных предприятий и гаражах, имеющих водостоки и цементный пол, дезактивация проводится обмыванием водой потолка, стен и пола. Станки и оборудование дезактивируются водой или мыльно – содовым раствором, а смазанные части – керосином или бензином, полнота дезактивации проверяется радиометром (внутри не выше 90 мкр/час). Если степень заражения превышает 200 мкр./час, то проведение дезактивации обязательно [24].

При проектировании новых цехов необходимо предусмотреть строительства убежища для защиты работающей смены. Убежища должны обеспечивать защиту от проникающей радиации и радиоактивного заражения, оборудоваться вентиляционными установками, санитарно – техническими приборами, а так же средствами очистки воздуха от отравляющих веществ и биологических аэрозолей. В убежище необходимо предусмотреть отсеки для укрытия людей, фильтровентиляционную камеру, медицинскую камеру, санитарные узлы, кладовую для хранения продуктов питания, вход и аварийный выход. Убежище должно иметь телефонную связь с пунктом управления предприятия и репродуктор, подключенный к городской сети. Канализация и водоснабжение убежища осуществляется на базе городских сетей. В убежищах должно предусматриваться отопление.

В мирное время предусматривается использование убежища под учебный пункт гражданской обороны. Перевод таких помещений на режим чрезвычайных ситуаций должен осуществляться в кратчайший срок [24].

Инва. № подл.	Подп. и дата
Инва. № дубл.	Взам. инв. №
Инва. № инв.	Подп. и дата

Ли	Изм.	№ докум.	Подп.	Дат
----	------	----------	-------	-----

7.4 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности

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

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

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

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

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

– Инструкции по технике безопасности предприятия.

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

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

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

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

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

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

Ивл. № подл.	Подп. и дата
Ивл. № дубл.	Подп. и дата
Взам. инв. №	Подп. и дата
Ивл. № инв.	Подп. и дата

Ивл. № подл.	Ивл. № дубл.	Взам. инв. №	Ивл. № инв.	Ивл. № подл.
Ли	Изм.	№ докум.	Подп.	Дат

Результаты исследования

В результате выполнения данной квалификационной работы были получены следующие результаты:

- 1) Изучена методика выполнения диагностики магистральных газопроводов;
- 2) Рассмотрены основные этапы проведения ремонтных работ методом врезки «катушки»;
- 3) Обоснован выбор сварочного оборудования и произведен расчет режима сварки для производства ремонтных работ;
- 4) Произведена экономическая оценка стоимости одного сварного соединения методом ручной дуговой сварки;
- 5) Произведена оценка производственной и экологической безопасности при проведении ремонтных работ на магистральном газопроводе.

Инд. № подл.	Подп. и дата	Инд. № дубл.	Взам. инв. №	Подп. и дата

Ли	Изм.	№ докум.	Подп.	Дат

КП 190702.12.000 ПЗ

Лис

102

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.

Успешное выполнение большого объема работ как по строительству, так и по капитальному ремонту магистральных газопроводов невозможно без внедрения наиболее целесообразной технологии и совершенной организации работ, обеспечивающих их высокие темпы. Очень важен выбор наиболее эффективной технологической схемы производства ремонтных работ с учетом имеющейся техники.

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.

Существующая организация ремонтных работ не в полной мере соответствует тем задачам, которые поставлены перед отраслью. Поэтому

Ивл. № подл.	Подл. и дата
Ивл. № дубл.	Взам. ивл. №
Подл. и дата	Подл. и дата

Ли	Изм.	№ докум.	Подл.	Дат
----	------	----------	-------	-----

КП 190702.12.000 ПЗ

Лис

103

совершенствование организации производства работ является одним из важных направлений повышения эффективности ремонтно-строительных подразделений и, следовательно, повышения производительности труда.

Инв. № подл.	Подп. и дата	Инв. № дубл.	Взам. инв. №	Подп. и дата																					
Инв. № подл.	Подп. и дата	Инв. № дубл.	Взам. инв. №	Подп. и дата																					
Инв. № подл.	Подп. и дата	Инв. № дубл.	Взам. инв. №	Подп. и дата																					
Инв. № подл.	Подп. и дата	Инв. № дубл.	Взам. инв. №	Подп. и дата																					
Инв. № подл.	Подп. и дата	Инв. № дубл.	Взам. инв. №	Подп. и дата																					
Инв. № подл.	Подп. и дата	Инв. № дубл.	Взам. инв. №	Подп. и дата																					
Инв. № подл.	Подп. и дата	Инв. № дубл.	Взам. инв. №	Подп. и дата																					

КП 190702.12.000 ПЗ

Список использованных источников

1) Семкин Д.С. Обоснование рациональных параметров и режимов работы оборудования для разработки грунта под магистральным трубопроводом: дис. канд. техн. наук/ Семкин Д.С.; Сибирская государственная автомобильно-дорожная академия (СибАДИ)– Омск, 2012, – 161 с.

2) СП 36.13330.2012 Магистральные трубопроводы. Актуализированная редакция СНиП 2.05.06-85*.

3) СТО Газпром 2-2.3-231-2008 Правила производства работ при капитальном ремонте линейной части магистральных газопроводов ОАО «Газпром».

4) СТО Газпром 2-2.2-136-2007 Инструкция по технологиям сварки при строительстве и ремонте промышленных и магистральных газопроводов. Часть I.

5) Салюков В.В. Разработка технологических решений капитального ремонта магистральных газопроводов: дис. канд. техн. наук/ Салюков В.В.; Управление по транспортировке газа и газового конденсата ОАО «Газпром» и ДООАО «Оргэнергогаз» – Москва, 2007, – 353 с.

6) Файзулин Р.Н. Разработка методов определения мест неисправностей трубопроводов и их ремонта: дис. канд. техн. наук/ Файзулин Р.Н.; Управление по транспортировке газа и газового конденсата ОАО «Газпром» и ДООАО «Оргэнергогаз» – Москва, 2007, – 353 с.

7) Грачев В.А. Организационно-технологические решения капитального ремонта магистральных газопроводов: дис. канд. техн. наук/ Грачев В.А.; Управление по транспортировке газа и газового конденсата ОАО «Газпром» и ДООАО «Оргэнергогаз» – Москва, 2007, – 353 с.

8) Крылов П.В. Разработка методов усовершенствования поточного производства капитального ремонта магистральных газопроводов: дис. канд.

Ивл. № подл.	Подл. и дата	Ивл. № дубл.	Взам. инв. №	Подл. и дата
--------------	--------------	--------------	--------------	--------------

Ли	Изм.	№ докум.	Подл.	Дат
----	------	----------	-------	-----

техн. наук/ Крылов П.В.; Управление по транспортировке газа и газового конденсата ОАО «Газпром» и ДООО «Оргэнергогаз» – Москва, 2007, – 353 с.

9) История компании ОАО «Газпром». [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://www.gazprom.ru/about/history/company//> (дата обращения 26.01.2016г.).

10) СТО Газпром 9001-2012 Системы менеджмента качества. Требования

11) Жвачкин С.А. Новые направления диагностики линейной части магистральных нефтегазопроводов. Газовая промышленность. 2011г. – № 7 – с. 18-21.

12) Васин Е.С. Информационно аналитический комплекс для мониторинга технического состояния нефтегазопроводов. Трубопроводный транспорт. 2007г. –№9 – с. 96-101.

13) ГОСТ 9.402-2004 ЕСЗКС. Покрытия лакокрасочные. Подготовка металлических поверхностей к окрашиванию

14) ГОСТ Р ИСО 8501-1-2014 Подготовка стальной поверхности перед нанесением лакокрасочных материалов и относящихся к ним продуктов. Визуальная оценка чистоты поверхности.

15) ГОСТ Р 51164-98 Трубопроводы стальные магистральные. Общие требования к защите от коррозии

16) РД 558-97 Руководящий документ по технологии сварки труб при производстве ремонтно-восстановительных работ на газопроводах

17) ГОСТ 16037-80* Соединения сварные стальных трубопроводов. Основные типы, конструктивные элементы и размеры

18) РД 153-006-02 Инструкция по технологии сварки при строительстве и капитальном ремонте магистральных нефтепроводов

19) ГОСТ 14254-96 Степени защиты, обеспечиваемые оболочками (код IP)

20) ГОСТ 17516.1-90 Изделия электротехнические. Общие требования в части стойкости к механическим внешним воздействующим факторам

Инва. № подл.	Подп. и дата
Инва. № дубл.	Подп. и дата
Взам. инв. №	Подп. и дата
Инва. № инв.	Подп. и дата
Инва. № подл.	Подп. и дата

Ли	Изм.	№ докум.	Подп.	Дат
----	------	----------	-------	-----

- 21) ГОСТ 7512-82* Контроль неразрушающий. Соединения сварные. Радиографический метод
- 22) ВСН 012-88. Строительство магистральных и промысловых трубопроводов. Контроль качества и приемка работ
- 23) ГОСТ 12.1.003 -2014 ССБТ. Шум. Общие требования безопасности.
- 24) ГОСТ 12.1.012-90 Система стандартов безопасности труда. Вибрационная безопасность. Общие требования
- 25) ГОСТ 12.1.004-91* ССБТ. Пожарная безопасность. Общие требования
- 26) ГОСТ 12.1.005-88* ССБТ. Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны
- 27) ВСН 51-1-80 «Инструкция по производству строительных работ в охранных зонах магистральных трубопроводов Министерства газовой промышленности
- 28) ГОСТ 12.3.009-76* ССБТ. Работы погрузочно-разгрузочные. Общие требования безопасности
- 29) СТО Газпром 14-2005 Типовая инструкция по безопасному проведению огневых работ на газовых объектах ОАО Газпром
- 30) СНиП III-4-80* Техника безопасности в строительстве
- 31) ГОСТ 12.4.051-87 Система стандартов безопасности труда. Средства индивидуальной защиты органа слуха. Общие технические требования и методы испытаний
- 32) СН 2.2.4/2.1.8.562-96 Шум на рабочих местах, в помещениях жилых, общественных зданий и на территории жилой застройки
- 33) ГОСТ 12.4.023-84 Система стандартов безопасности труда. Щитки защитные лицевые. Общие технические требования и методы контроля
- 34) ГОСТ 12.4.044-87 Система стандартов безопасности труда. Костюмы женские для защиты от повышенных температур. Технические условия

Ивл. № подл.	Подл. и дата	Ивл. № дубл.	Взам. инв. №	Подл. и дата

Ли	Изм.	№ докум.	Подл.	Дат

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

36) ГОСТ 20448-90. Газы углеводородные сжиженные топливные для коммунально-бытового потребления

37) ГОСТ 12.1.010-76 ССБТ. Взрывобезопасность. Общие требования

38) ППБ 01-03 Правила пожарной безопасности в Российской Федерации

Инв. № подл.	Подп. и дата	Инв. № дубл.	Взам. инв. №	Подп. и дата

Ли	Изм.	№ докум.	Подп.	Дат

КП 190702.12.000 ПЗ

Лис

108