

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

Институт природных ресурсов Направление подготовки
 (специальность) 210301 «Нефтегазовое дело»
 Профиль «Эксплуатация и обслуживание объектов транспорта и хранения
 нефти, газа и продуктов переработки»
 Кафедра Транспорта и хранения нефти и газа

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

Тема работы
«Капитальный ремонт магистрального газопровода [REDACTED] с переходом через автодорогу»

УДК 622.691.4.053.074.4-049.32

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б21	Гавщук Артур Игоревич		

Руководитель

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
И.О. зав.кафедрой	Бурков Петр Владимирович	д.т.н, профессор		

КОНСУЛЬТАНТЫ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ст. преподаватель кафедры ЭПР	Глызина Татьяна Святославовна	к.х.н, доцент		

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Гуляев Милий Всеволодович	к.т.н., доцент		

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

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

21.03.01 Нефтегазовое дело

Код результата	Результат обучения (выпускник должен быть готов)	Требования ФГОС, критериев и/или заинтересованных сторон
В соответствии с общекультурными, общепрофессиональными и профессиональными компетенциями		
Р1	Приобретение профессиональной эрудиции и широкого кругозора в области гуманитарных и естественных наук и использование их в профессиональной деятельности	Требования ФГОС ВО (ОК-1, ОК-2, ОК-3, ОК-4, ОК-5, ОК-7, ОК-8) (ЕАС-4.2а) (АВЕТ-3А)
Р2	Уметь анализировать экологические последствия профессиональной деятельности в совокупности с правовыми, социальными и культурными аспектами и обеспечивать соблюдение безопасных условий труда	Требования ФГОС ВО (ОК-3, ОК-4, ОК-7, ОК-9) ПК-4, ПК-5, ПК-13, ПК-15.
Р3	Уметь самостоятельно учиться и непрерывно повышать квалификацию в течение всего периода профессиональной деятельности	Требования ФГОС ВО (ОК-1, ОК-2, ОК-3, ОК-4, ОК-7, ОК-8, ОК-9) (АВЕТ-3i), ПК1, ПК-23, ОПК-6, ПК-23
Р4	Грамотно решать профессиональные инженерные задачи с использованием современных образовательных и информационных технологий	Требования ФГОС ВО (ОПК-1, ОПК-2, ОПК-3, ОПК-4, ОПК-5, ОПК-6) (ЕАС-4.2d), (АВЕТ3е)
<i>в области производственно-технологической деятельности</i>		
Р5	Управлять технологическими процессами, эксплуатировать и обслуживать оборудование нефтегазовых объектов	Требования ФГОС ВО (ПК-1, ПК-2, ПК-3, ПК-4, ПК-7, ПК-8, ПК-9, ПК-10, ПК-11, ПК-13, ПК-14, ПК-15)
Р6	внедрять в практическую деятельность инновационные подходы для достижения конкретных результатов	Требования ФГОС ВО (ПК-1, ПК-5, ПК-6, ПК-10, ПК-12)
<i>в области организационно-управленческой деятельности</i>		
Р7	Эффективно работать индивидуально и в коллективе по междисциплинарной тематике, организовывать работу первичных производственных подразделений, обеспечивать корпоративные интересы и соблюдать корпоративную этику	Требования ФГОС ВО (ОК-5, ОК-6, ПК-16, ПК-18) (ЕАС-4.2-h), (АВЕТ-3d)
Р8	Осуществлять маркетинговые исследования и участвовать в создании проектов, повышающих эффективность использования ресурсов	Требования ФГОС ВО (ПК-5, ПК-14, ПК-17, ПК-19, ПК-22)
<i>в области экспериментально-исследовательской деятельности</i>		
Р9	Определять, систематизировать и получать необходимые данные для экспериментально-исследовательской деятельности в нефтегазовой отрасли	Требования ФГОС ВО (ПК-21, ПК-23, ПК-24, ПК-25, ПК-26)
Р10	Планировать, проводить, анализировать, обрабатывать экспериментальные исследования с интерпретацией полученных результатов с использованием современных методов моделирования и компьютерных технологий	Требования ФГОС ВО (ПК-22, ПК-23, ПК-24, ПК-25, ПК-26,) (АВЕТ-3b)
<i>в области проектной деятельности</i>		
Р11	Способность применять знания, современные методы и программные средства проектирования для составления проектной и рабочей и технологической документации объектов бурения	Требования ФГОС ВО (ПК-27, ПК-28, ПК-29, ПК-30) (АВЕТ-3с), (ЕАС-4.2-е)

<i>Код результата</i>	<i>Результат обучения (выпускник должен быть готов)</i>	<i>Требования ФГОС, критериев и/или заинтересованных сторон</i>
	нефтяных и газовых скважин, добычи, сбора, подготовки, транспорта и хранения углеводородов	

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

Институт природных ресурсов

Направление подготовки (специальность) 21.03.01 «Нефтегазовое дело» профиль «Сооружение и ремонт объектов систем трубопроводного транспорта», «Эксплуатация и обслуживание объектов транспорта и хранения нефти, газа и продуктов переработки»
Кафедра Транспорта и хранения нефти и газа

УТВЕРЖДАЮ:
И.О. Зав. кафедрой

_____ Бурков П.В.
(Подпись) (Дата) (Ф.И.О.)

ЗАДАНИЕ

на выполнение выпускной квалификационной работы

В форме:

бакалаврской работы

Студенту:

Группа	ФИО
3-Б21	Гавшуку Артуру Игоревичу

Тема работы:

«Капитальный ремонт магистрального газопровода [REDACTED] с переходом через автодорогу»	
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>	
--	--

Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы <i>(с указанием разделов)</i>	
Раздел	Консультант
«Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»	Глызина Татьяна Святославовна, к.х.н., ст. преподаватель
«Социальная ответственность»	Гуляев Милий Всеволодович, к.т.н., доцент

Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику	
---	--

Задание выдал руководитель:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
И.О. зав кафедрой	Бурков Петр Владимирович	д.т.н., профессор		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б21	Гавщук Артур Игоревич		

«ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ»

Студенту:

Группа	ФИО
32Б21	Гавщук Артур Игоревич

Институт	Природных ресурсов	Кафедра	ТХНГ
Уровень образования	бакалавр	Направление/специальность	Нефтегазовое дело

Исходные данные к разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»:	
1. Стоимость ресурсов научного исследования (НИ): материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих	Рассмотреть эксплуатационные затраты ремонтного участка магистрального газопровода разными методами.
2. Нормы и нормативы расходования ресурсов	СНиП 82-01095 «Разработка и применение норм и нормативов расхода материальных ресурсов в строительстве. Основные положения.»

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

1. Оценка коммерческого потенциала инженерных решений (ИР)	При капитальном ремонте магистральных газопроводов необходимо обеспечивать не только их надежность и долговечность, но и экономическую эффективность. Одним из важных факторов экономической эффективности является выбор качественного материала, техники, оборудования, а также скорость производительности труда.
2. Определение ресурсной (ресурсосберегающей), финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности исследования	Сравнение различных методов ремонта газопровода для выявления экономически эффективного.

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

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ст.преподаватель	Глызина Т.С.	к.х.н.		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б21	Гавщук А.И.		

**ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА
«СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»**

Студенту:

Группа	ФИО
з-2Б21	Гавшук Артур Игоревич

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

Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:

1. Характеристика объекта исследования	<p>В административном отношении участок перехода через автодорогу ██████████ расположен на территории Дюртюлинского района. Согласно СНиП 23-01-99 участок работ расположен в I В климатической зоне. Климат района умеренно-континентальный с холодной зимой и умеренно - теплым летом. Участок газопровода проходит в пределах озерно-ледниковой равнины с полого-волнистым и холмистым рельефом. Территории, на которых расположен участок газопровода, заняты, в основном смешанными лесами средней густоты.</p> <p>При строительстве, ремонте и эксплуатации перехода через автодорогу возможно влияние вредных и опасных факторов производственной среды для человека.</p> <p>Оказывается негативное воздействие на окружающую среду (атмосферу, гидросферу, литосферу) Также возможно возникновение чрезвычайных ситуаций техногенного, стихийного, экологического и социального характера</p>
---	---

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

1. Производственная безопасность 1.1. Анализ выявленных вредных факторов при ремонте магистрального газопровода на участке перехода через автодорогу	<p>Вредные факторы</p> <ol style="list-style-type: none"> 1. Отклонение показателей климата на открытом воздухе 2. Повышенный уровень шума на рабочем месте; 3. Повышенная запыленность и загазованность воздуха рабочей зоны. 4. Неудовлетворительное освещение рабочей зоны. 5. Повышенная напряжённость и тяжесть труда
---	---

<p>1.2. Анализ выявленных опасных факторов при ремонте магистрального газопровода на участке перехода через автодорогу</p>	<p>Опасные факторы</p> <ol style="list-style-type: none"> 1. Движущиеся машины и механизмы производственного оборудования (в т.ч. грузоподъемные) 2. Утечки токсичных и вредных веществ в атмосферу 3. Поражение электрическим током 4. Взрывоопасность и пожароопасность
<p>2. Экологическая безопасность</p>	<p>При ремонте МГ воздействия оказывают как производственные процессы, так и объекты постоянного и временного назначения.</p> <p>Ремонт трубопровода сопровождается:</p> <ul style="list-style-type: none"> – загрязнением атмосферного воздуха; – нарушением гидрогеологического режима; – загрязнением поверхностных водных источников и подземных вод; – повреждением почвенно-растительного покрова; – уничтожением лесных массивов.
<p>3. Безопасность в чрезвычайных ситуациях</p>	<p>Чрезвычайные ситуации на трубопроводном транспорте могут возникнуть по различным причинам, например:</p> <ul style="list-style-type: none"> • паводковые наводнения • лесные пожары • террористические акты • пожары или взрывы при проведении работ в газоопасных местах при капитальном ремонте • ошибочные действия персонала при производстве работ • отказ приборов контроля и сигнализации • отказ электрооборудования и исчезновение электроэнергии
<p>4. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности</p>	<p>В области охраны труда и безопасности жизнедеятельности трудовую деятельность регламентируют правовые, нормативные акты, инструктивные акты в области охраны труда и отраслевые документы.</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
з-2Б21	Гавщук Артур Игоревич		

РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа содержит 103 страниц, 16 рисунков, 19 таблиц, 72 литературных источника.

Ключевые слова: магистральный газопровод, капитальный ремонт, дефект, ручная дуговая наплавка.

Объектом исследования является: технология ремонта газопровода ручной дуговой наплавкой.

Цель работы – изучение, анализ и обоснование выбора метода капитального ремонта магистрального газопровода, доказательство его эффективности.

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 ручной дуговой наплавки. В работе показана последовательность проведения работ методом наплавки, приведен технологический расчет. 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 ремонта данного участка газопровода методом наплавки. Результаты данной работы могут быть использованы при проведении ремонта газопроводов методом ручной дуговой наплавки.

Определения и обозначения

В данной работе применены следующие термины с соответствующими определениями:

Давление номинальное – наибольшее избыточное давление, при котором обеспечивается заданный срок службы арматуры и деталей трубопровода (МПа, кгс/см²).

Давление рабочее – максимальное внутреннее избыточное или наружное давление, возникающее при нормальном протекании рабочего процесса (МПа, кгс/см²).

Отвод – деталь трубопровода, обеспечивающая изменение направления потока транспортируемого вещества.

Трубопровод – сооружение из труб, деталей трубопровода, арматуры, плотно и прочно соединенных между собой, предназначенное для транспортирования газообразных и жидких продуктов.

Трубопроводная арматура – техническое устройство, устанавливаемое на трубопроводах, оборудовании и емкостях и предназначенное для управления потоком рабочей среды посредством изменения площади проходного сечения.

Вмятина - локальное уменьшение проходного сечения трубы в результате механического воздействия, при котором не происходит излома оси нефтепровода.

Гофр - чередующиеся поперечные выпуклости и вогнутости стенки трубы, приводящие к излому оси и уменьшению проходного сечения нефтепровода.

Овальность – дефект геометрии, при котором сечение трубы имеет отклонение от округлости, а наибольший и наименьший диаметры находятся во взаимно перпендикулярных направлениях. "Потеря металла" - изменение номинальной толщины стенки трубы, характеризующееся локальным утонением в результате механического или коррозионного повреждения или обусловленное технологией изготовления.

Риска (царапина, задир) - потеря металла стенки трубы, происшедшая в результате взаимодействия стенки трубы с твердым телом при взаимном перемещении.

Расслоение - несплошность металла стенки трубы.

Трещина – дефект в виде узкого разрыва металла стенки трубы.

Обозначения и сокращения

ЛЧМГ – линейная часть магистрального газопровода;

ННБ – наклонно-направленное бурение;

ГНБ – горизонтально-направленное бурение;

ЗТВ – зоны термического влияния;

УЗК – ультразвуковой контроль;

УЗД – ультразвуковая дефектоскопия;

ЧС – чрезвычайная ситуация;

ЭХЗ – электрохимическая защита.

СИЗ – средства индивидуальной защиты;

ССБТ – система стандартов безопасности труда;

РД – руководящий документ;

РЭ – руководство по эксплуатации.

Содержание

Введение	14
1. Обзор литературы	19
2. Объект и методы проектных решений	24
2.1. Конструкция перехода	27
2.2. Исследование и анализ методов выполнения ремонтных работ на действующих газопроводах	32
2.2.1. Использование стальных полумуфт	32
2.2.2. Композитные высоконаполненные пасты	34
2.2.3. Ремонт действующих газопроводов прямой сварочной наплавкой	35
2.2.4 Организация сварочных работ при ремонте газопровода методом прямой наплавки без остановки перекачки газа	43
2.2.5 Анализ технологических операций при подготовке и сварочной ремонтной наплавке металла на действующий газопровод	46
3. Технологические расчеты	51
3.1. Расчет толщины стенки трубопровода	51
3.2. Проверка прочности и деформаций трубопровода	54
3.3. Проверка общей устойчивости трубопровода в продольном направлении	57
3.4. Расчет перехода трубопровода под автомобильной дорогой	62
4. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	70
4.1. Расчет амортизационных отчислений	71
4.2. Расчет заработной платы для проведения работ	74
4.3. Расчет стоимости материалов	76
4.4. Заключительный сравнительный анализ методов ремонта	77

						Капитальный ремонт магистрального газопровода с переходом через автодорогу					
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>	Содержание			<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>	
Разраб.		Гавщук А. И.								10	138
Руковод.		Бурков П.В.						3-2521 гр.			
Консульт.											
И.О.Зав.Каф.		Бурков П.В.									

5. Социальная ответственность	78
5.1. Производственная безопасность.....	78
5.1.1. Анализ выявленных вредных факторов при ремонте магистрального газопровода на участке перехода через автодорогу.	79
5.1.2. Анализ выявленных опасных факторов при ремонте магистрального газопровода на участке перехода через автодорогу	83
5.2. Экологическая безопасность	91
5.3. Безопасность в чрезвычайных ситуациях	93
5.4. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности	95
Список литературы.....	98

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

Введение

Система магистральных газопроводов является одной из важнейших составных частей экономики страны, обеспечивающей практически все отрасли промышленности сырьем, топливом, энергией. Общая протяженность магистральных газопроводов в настоящее время составляет около 176 тыс. км.

Длительная эксплуатация газопроводов неизбежно ведет к появлению и развитию всевозможных дефектов, в связи с чем возрастает роль ремонтно-восстановительных работ. Методы ремонта дефектных участков газопроводов, применяемые ранее (за исключением врезки катушки), до недавнего времени рассматривались, главным образом, как временные методы восстановления несущей способности газопроводов. Ремонт магистральных газопроводов традиционным методом замены участка газопровода (врезка катушки) влечет за собой отключения газопроводов, что наносит значительный ущерб, обусловленный недопоставками газа потребителям, потерей срабатываемого газа на ремонтируемом участке, а также загрязнением окружающей среды.

С интенсивным развитием внутритрубной дефектоскопии и улучшением качества экспертизы безопасности резко увеличился объем выборочного ремонта газопроводов без остановки перекачки газа как наиболее эффективного вида ремонта.

Восстановление несущей способности дефектных участков газопроводов может осуществляться различными способами. К ним относятся как ремонт без применения сварки (ремонт с использованием композитных муфт, стеклопластиковых муфт с резьбовой затяжкой, разъемных болтовых муфт и т.п.), так и ремонт, связанный со сварочными

					Капитальный ремонт магистрального газопровода [REDACTED] с переходом через автодорогу			
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата				
Разраб.	Гавщук А.И.				Введение	Лит.	Лист	Листов
Руковод.	Бурков П.В.						14	103
Консульт.						Группа 3-2Б21		
И.О.Зав.Каф.	Бурков П.В.							

работами (полноохватные стальные муфты типа А и В, стальные муфты с заполнением зазора «труба-муфта», способ «горячей врезки» и прямой сварочной наплавки металла). Наиболее быстрым и эффективным является способ ремонта дефектов ограниченного размера прямой сварочной наплавкой металла

Однако риски, связанные со сваркой на действующих трубопроводах, необходимо контролировать, гарантируя, что ремонт сварочной наплавкой выполняется по воспроизводимой технологии в пределах оптимального диапазона тепловложения. Этот оптимальный диапазон предотвращает сквозной прожог, определяемый верхним пределом тепловложения, и наведенное водородом «холодное» растрескивание, связанное с нижним пределом тепловложения.

Технология ремонта сварочной наплавкой, обеспечивающая предотвращение сквозного прожога и водородного растрескивания, основывается, главным образом, на рассмотрении термического цикла наплавки. В то же время химический состав трубной стали и внутреннее давление газа являются дополнительными факторами, влияющими на сквозной прожог и постсварочное растрескивание. Термический цикл зависит не только от энергии сварочного тепловложения, но и от ослабления теплоемкости трубопровода (толщины стенки трубы, типа и скорости потока газа), а также от применяемого предварительного или постсварочного нагрева.

В последние годы для разработки технологии эффективного ремонта газопроводов применяют методы численного исследования в процессе изучения сварки на трубопроводах под давлением. Такие методы нацелены на определение граничных режимов технологии наплавки путем моделирования критического тепловложения на грани сквозного прожога в трубах различной толщины, несущих потоки газа при различных давлениях и скоростях. Расчет времени охлаждения зоны термического влияния (ЗТВ) наплавки от 800 С до 500 С может использоваться как индикатор микроструктуры и твердости

					<i>Введение</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		15

сварной зоны в этих моделях и, следовательно, чувствительности ЗТВ к растрескиванию.

Стандарт СТО Газпром 2-2.2-116-2007 разрешает сварочные работы на магистральных газопроводах, находящихся под давлением газа, по «горячей врезке» отводов, включая ремонт газопроводов этим методом. Однако способ прямой сварочной наплавкой металла в СТО не рассмотрен. Это связано с недостаточностью комплексных исследований, подтверждающих возможность безопасного выполнения ремонтной сварочной наплавки на газопроводах без остановки перекачки газа. Поэтому решение проблемы повышения эффективности эксплуатации газопроводов и снижения ущерба ставит ряд задач, связанных с исследованием условий безопасного и качественного производства сварочных работ, включая разработку научно-обоснованной технологии ремонта газопроводов методом сварочной наплавки без остановки перекачки газа.

При строительстве магистральные трубопроводы пересекают большое число различных естественных и искусственных препятствий. Такие пересечения называются переходами. В зависимости от вида препятствий переходы подразделяются на подводные, воздушные, подземные. Как правило, подземные переходы сооружаются при пересечении трубопроводами автомобильных и железных дорог.

По данным ВНИИСТ в среднем на каждые 10 км линейной части магистрального трубопровода приходится 60–200 м переходов, прокладываемых под дорогами.

Автодороги делятся на 5 категорий: I и II категории – дороги общегосударственного значения, III категория – дороги республиканского и областного значений, IV и V категории – дороги местного значения. Интенсивность движения (число автомобилей в сутки) составляет: на дорогах I категории – свыше 6000, на дорогах II категории – от 3000 до 6000, на дорогах III категории – от 1000 до 3000, IV категории – от 200 до 1000 и V категории до 200.

					<i>Введение</i>	<i>Лист</i>
						16
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		

Как видно из приведенных особенностей автодорог, эксплуатация большинства из них при прокладке трубопровода не должна прекращаться. Кроме того, метод пересечения должен быть, как правило, таким, чтобы препятствие не испытывало ни малейшего воздействия при строительстве перехода. Например, при пересечении железных дорог и автодорог I – III категорий не допускается нарушение насыпи и образование даже минимальных просадок поверхности насыпи (особенно на железных дорогах). Такие автодороги необходимо пересекать так, чтобы не прекращалось движение по ним, поэтому основным способом сооружения подземных переходов трубопроводов под дорогами является бестраншейный способ, исключающий повреждение полотна дороги, а также планового и высотного положения рельсов и твердого покрытия автодорог. Бестраншейным способ называется потому, что при прокладке как кожуха, так и трубопровода не устраивают открытой траншеи. Технологическая схема выполнения работ по бестраншейной прокладке переходов включает следующие основные операции: подготовительные работы; прокладку кожуха под полотном дороги; прокладку трубопровода внутри кожуха; устройство уплотнений, вытяжной свечи или колодца, отводной канавы.

Подготовительные работы на строительстве переходов под дорогами включают доставку необходимой техники и оборудования, подготовку их к основной операции - прокладке кожуха под дорогой, а также выполнения некоторого объема планировочных и земляных работ. Основной объем подготовительных земляных работ составляет устройство рабочего и приемного котлованов. Котлованы отрывают на глубину несколько ниже той, на которой должен укладываться кожух. Рабочий котлован имеет размеры, позволяющие установить в нем все необходимые монтажные работы по присоединению дополнительных труб перехода или по устройству герметизирующего соединения кожуха с трубой.

Прокладка кожуха под дорогой может быть выполнена различными методами: прокалыванием, продавливанием, горизонтальным бурением и

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

виброударным способом. В исключительных случаях могут применяться методы, используемые в шахтном строительстве, связанные с применением специальной горнопроходческой техники и технологии.

В настоящее время основным является способ горизонтального бурения, наиболее эффективный при прокладке кожухов большого диаметра. Закрытая прокладка газопроводов на переходах в защитных кожухах (при диаметре газопровода 1420 мм) допускается:

- методом наклонно направленного бурения;
- методом горизонтального бурения.

Другие методы (например, вибрационный, виброударный, последовательного расширения скважины и др.) в данном случае следует считать нецелесообразными.

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

1. Обзор литературы.

На трубопроводах размеры и сроки выполнения ремонтных работ определяются по результатам осмотров, диагностических обследований, ревизий, а также по ожидаемым режимам транспортировки газа, установленным предельным рабочим давлением, анализу эксплуатационной надежности подходящие под местные условия и отвечающие требованиям безопасности.

В настоящее время, ремонт газопроводов, по объему и характеру проводимых работ, делится на следующие основные виды: текущий, аварийный и капитальный. Выборочным капитальным ремонтом магистральных трубопроводов ремонтируются в основном только те участки, на которых не качественное изоляционное покрытие. Ранее, средний и осмотровый вид ремонта выделяли как отдельный вид ремонта трубопроводов, но сейчас эти виды ремонта находятся в составе текущего ремонта.

Капитальный ремонт – это плановый ремонт, наибольший по содержанию и объему, проводящийся при достижении износа приближенным к предельным значениям в линейных сооружениях и связанный с восстановлением, или заменой неисправных или изношенных составных частей сооружений их полной разработкой. Капитальный ремонт состоит из следующих работ:

- работы, выполняющиеся при текущем ремонте;
- раскопка траншей, вскрытие подземных трубопроводов, осмотр и частичное восстановление изоляции;
- замена или ремонт запорной арматуры идефектного участка трубопровода, с последующим переиспытанием и электрифицированием арматуры;

					Капитальный ремонт магистрального газопровода [REDACTED] с переходом через автодорогу			
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата				
Разраб.		Гавщук А.И.			Обзор литературы	Лит.	Лист	Листов
Руковод.		Бурков П.В.					19	103
Консульт.						3-2521 гр.		
И.О.Зав.Каф.		Бурков П.В.						

- замена кронштейнов, фланцевых соединений, хомутов и опор с последующим подсоединением трубопроводов к ним;
- просветка сварочных стыков;
- очистка внутренней полости и испытание трубопровода на герметичность и прочность;
- лакокрасочные работы надземных трубопроводов,арматуры,ограждающих конструкций.
- работы по восстановлению и ремонту ограждений и колодцев;
- работы, укрепляющие берег и дно на переходах через водные преграды;
- монтаж предохранительных кожухов на пересечениях с автодорогами и железнодорожными путями;
- работы по восстановлению и изготовлению новых защитных противопожарных сооружений.

Технология работ,которая выполняется в ходе капитального ремонта трубопроводов, схожа с набором работ по их сооружению. Но вопросы, касающиеся управления и организации во многом сложнее и имеет свою специфику и особенности. При организации проведения работ, такие работы как вскрытие, подъем, очистка от старой изоляции, сварочно-монтажные работы, работы по изоляции и укладке и работы по обратной засыпке трубопровода в специализированном потоке не могут быть совмещены, но их следует выполнять в строгой технологической последовательности.

Особенность в технологии проведения работ и в технике, заключается в следующем:

- особая специфика при проведении подготовительных работ, которая заключается в нахождении и определении положения трубопровода;
- имеется ряд демонтажных работ, после которых выполняют все остальные строительно-ремонтные операции;
- работ по подъему и укладке больше чем количество монтажных работ;

					Обзор литературы	Лист
						20
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

- специальные операции при усилении стыков при полной или частичной замене трубы, при ремонте стенок трубы, плети или секции на отдельных участках трубопровода;
- используется огромная доля ручного труда, при проведении вскрышных работ присутствует сложность и трудоемкость, тут обязательна высокая квалификация работника для недопущения повреждения трубопровода ротором или ковшом экскаватора;
- сложный и трудоемкий процесс при предварительной очистке трубопровода от устаревшей изоляции и коррозии, специальные ремонтно-строительные машины существенно отличаются конструктивно, от аналогичных машин, которые применяются при строительстве трубопроводов.

Основные технологические работы, выполняемые в ходе капитального ремонта на линейной части трубопровода: транспортные, земляные, подготовительные, подъемно-очистные, погрузочно-разгрузочные, изоляционно-укладочные, сварочно-восстановительные и контроль качества проведения работ.

Подготовительные работы и их технология в ходе производства капитального ремонта трубопровода следующие: трассоискателем находится трубопровод и определяется его положение, полученные данные измерения глубины залегания трубопровода записывают на вешки, установленные на оси трубопровода и установленные на расстоянии 25м (50м) друг от друга, после чего выполняют планировку места ремонтируемого участка трубопровода при помощи техники.

Проводя земляные работы, организуют выполнение всех работ и необходимость максимально совместить их с изоляционно-укладочными и подъемно-очистными работами.

При работе землеройными машинами для вскрытия трубопровода учитывают диаметр, местные грунтовые и топографические условия. На практике применяют как отечественные, так и зарубежные одноковшовые

					Обзор литературы	Лист
						21
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

экскаваторы, оборудованные ковшом с уменьшенной шириной режущей кромки.

Если в восстановление стенки трубы отсутствует необходимость, то подъемные и очистные работы в ходе производства капитального ремонта трубопровода производят линейным механизированным комплексным потоком в сочетании с изоляционно-укладочными работами.

Если замена участка трубопровода частичная или выполняется восстановление стенки трубы, то подъемные и очистные работы состоят из: поднятия вскрываемого участка трубопровода, установки очистной машины, удаления с трубы устаревшей изоляции, визуального осмотра и последующей укладки на лежки данного трубопровода.

Горизонтальная полоса, примыкающая к боковому откосу траншеи или котлована, называется бермой. Берма становится основанием для укладываемого в ходе ремонта трубопровода. Линия сопряжения бермы с боковым откосом траншеи или насыпи имеет название - бровка. Этот термин, например, используется при назначении длины защитного кожуха (футляра) на подземных переходах трубопроводов через автомобильные и железные дороги (п. 6.32*СНиП 2.05.06-85").

Для подъема трубопровода применяют отечественные и зарубежные трубоукладчики разных грузоподъемностей.

При выполнении работ методом ремонта на берме траншеи применяют те же очистные машины, что и при постройке трубопроводов, со специальными рабочими органами. Также разработана серия разъемных очистных машин для трубопроводов различного диаметра. Но проблема качественной очистки трубопроводов и надежной работы очистных машин существует и на сегодняшний день.

При исполнении сварочно-восстановительных работ сначала производят отбраковку и вырезку труб, секций и плетей, сильно поврежденных коррозией и не подлежащих ремонту.

					Обзор литературы	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		22

На большие дефекты в стенке трубы или на группу дефектов, близко расположенных друг к другу, наваривают заплаты, а меньшие дефекты заваривают ручной дуговой сваркой. Для укрепления сварных стыков и стенки трубы при традиционной технологии приваривают хомуты.

В мировой и отечественной практике разработаны технические средства и технологии для ремонта трубопроводов методом бандажирования, которое применяется для дополнительного усиления стенки трубопровода. Перспективным способом восстановления и повышения несущей способности труб является бандажирование стеклопластиковыми лентами.

Изоляционно-укладочные работы при капитальном ремонте трубопроводов примерно аналогичны работам, выполняемым при их строительстве.

Для нанесения изоляции на трубопровод при капитальном ремонте на берме траншеи используют изоляционные машины, применяющиеся при строительстве трубопроводов. Созданы и внедрены изоляционные машины с разъемным рабочим органом для нанесения как пленочной, так и битумной изоляции.

В практике отечественного ремонта трубопроводов капитальный ремонт по характеру выполняемых работ производят в основном: с заменой старой изоляции; с заменой изоляции и восстановлением стенки трубы или с частичной заменой труб; с полной заменой труб.

Разработанная классификация капитального ремонта трубопроводов по характеру выполняемых работ, с указанием методов производства ремонта для отдельных видов работ представлена на рисунке 1.

Существует более 20 технологических схем производства работ по капитальному ремонту трубопроводов с привязкой к конкретным природно-климатическим условиям и по технологическому оснащению отдельных ремонтных подразделений. В настоящую классификацию включены наиболее обобщенные и часто используемые на практике методы производства работ.

					Обзор литературы	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		23

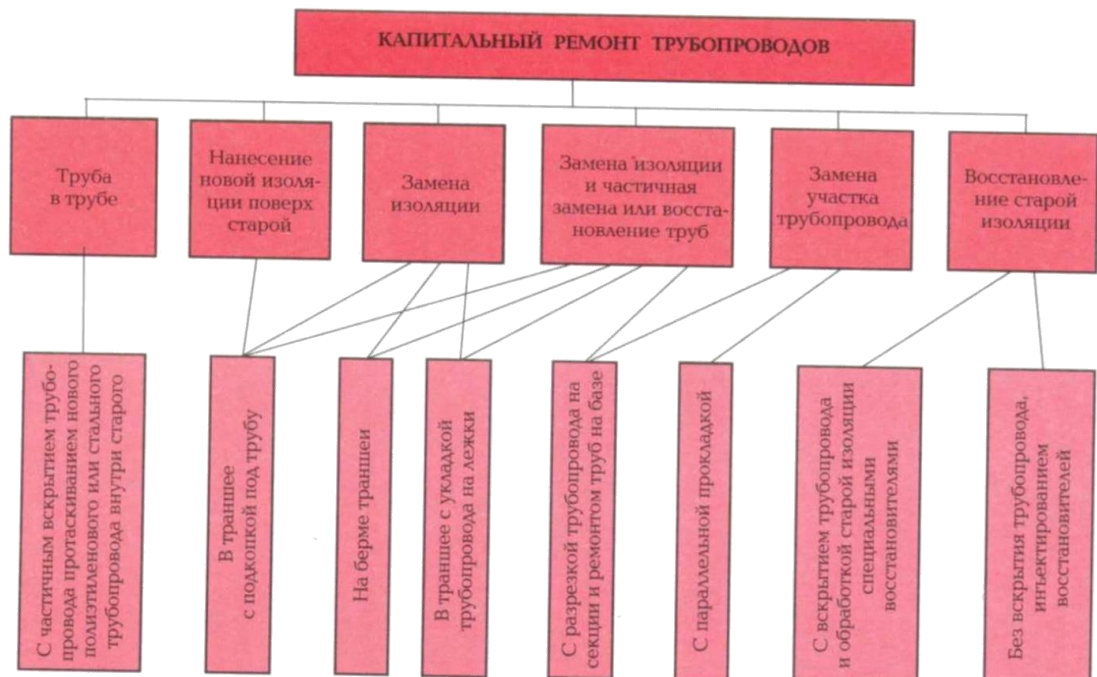


Рисунок 1– Классификация капитального ремонта линейной части трубопроводов по характеру выполняемых работ.

При капитальном ремонте трубопровода с заменой старой изоляции и с заменой изоляции и восстановлением стенки трубы применяют в основном три метода: в траншее с подкопкой под трубу; на берме траншеи; с подъемом и укладкой трубопровода на лежки в траншее.

2. Объект и методы проектных решений.

Комплекс сооружений газопровода располагается в [REDACTED] [REDACTED]. Климатическая характеристика района работ составлена в основном по данным наблюдений метеостанций Дюртюли. Согласно СНиП 23-01-99 участок работ расположен в IV климатической зоне. Климат района умеренно-континентальный с холодной зимой и умеренно - теплым летом.

					Капитальный ремонт магистрального газопровода [REDACTED] с переходом через автодорогу		
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата			
Разраб.	Гавцук А.И.				Лит.	Лист	Листов
Руковод.	Бурков П.В.					24	103
Консульт.					3-2521 гр.		
И.О.Зав.Каф.	Бурков П.В.						
Объект и методы проектных решений							

Таблица 1-Климатическая характеристика района строительства

Средняя годовая температура воздуха, °С	- 1,1
Средняя январская температура воздуха, °С	- 15,1
Средняя июльская температура воздуха, °С	23,4
Максимальная абсолютная температура воздуха, °С	31
Минимальная абсолютная температура воздуха, °С	- 41
Расчетная температура наиболее холодной пятидневки обеспеченностью 0.92, °С	- 34
Расчетная температура наиболее холодной пятидневки обеспеченностью 0.98, °С	- 37
Средняя годовая сумма осадков, мм	705
Средняя годовая скорость ветра, м/с	3,8
Глубина промерзания почвы, м	1,1
Максимальная высота снежного покрова, см	106

Строящийся участок газопровода расположен в западной части Русской равнины. В целом район строительства характеризуется коротким прохладным летом и продолжительной холодной зимой с устойчивым снежным покровом. В особо суровые зимы средняя суточная температура воздуха понижается до минус 40°С. Зима продолжается пять месяцев, самый холодный - январь. Средняя температура воздуха самого холодного месяца (январь) составляет: г. Дюртюли - минус 17,3°С, пос. Москово - минус 18,8°С. Средняя температура воздуха самого теплого месяца (июль) равна плюс 17,1°С. Среднегодовая температура воздуха составляет минус 1,1 °С.

Зимой наблюдаются метели, снежный покров устойчив, преобладают ветры южного, юго-западного направления повторяемость которых

					Объект и методы проектных решений	Лист
						25
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

составляет 37%. Продолжительность холодного периода составляет 160 дней в году. Осадков зимой выпадает от 110 до 220 см. Каждую зиму случаются оттепели. Снеговой покров появляется 23-28 октября. Устойчивый снеговой покров образуется 4-7 ноября. Средняя высота снегового покрова составляет 73-85 см на открытых участках и в поле, 93 см - на лесных участках. Продолжительность периода с устойчивым снеговым покровом 150-178 дней. Процесс снеготаяния проходит быстро, в течение 6-10 дней. Средняя дата схода снегового покрова 15-19 апреля.

Промерзание почвы в лесу значительно ниже, чем в поле. Средняя глубина промерзания от 80 до 120 см. В суровые и малоснежные зимы наибольшая глубина промерзания достигала 180-220 см в феврале-марте, а в теплые заснеженные 30-40 см. Устойчивое промерзание почвы начинается в третьей декаде октября. Максимальная глубина промерзания грунтов - 2,4м.

Теплый период наступает в третьей декаде мая и продолжается в среднем 4 месяца. Заморозки возможны в любой из месяцев. Полное оттаивание почвы происходит в среднем 17 - 27 мая.

Почвы глинистые, местами песчаные. В литологическом отношении преобладают суглинки, супеси и пески, которые встречаются реже. Грунты содержат включения гравия, гальки и валунов от 10 до 30%.

В зимнее время суглинки и супеси при промерзании обладают пучинистыми свойствами и характеризуются как среднепучинистые грунты. В летнее время в периоды обильных и продолжительных осадков они быстро водонасыщаются и приобретают текучепластичную консистенцию. Это способствует развитию эрозионных процессов на обнаженных и нарушенных техногенезом склонах холмов, а также по бровкам террас и берегов речек.

Грунтовые воды в зависимости от положения рельефа вскрыты скважинами на глубинах от 0,7 м до 6,5 м.

Из физико-геологических явлений и процессов в пределах строящегося участка трассы следует отметить заболачивание понижений рельефа, интенсивную степень эрозионных процессов вдоль обнаженных техногенезом

					Объект и методы проектных решений	Лист
						26
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

склонов холмов и берегов водотоков, а также морозное пучение суглинистых грунтов в зимнее время.

Большинство грунтов относятся по трудности разработки одноковшовым экскаватором к I и III строительным категориям.

Участок газопровода проходит в пределах озерно-ледниковой равнины с полого-волнистым и холмистым рельефом. В геологическом строении принимают участие современные аллювиальные, озерно-болотные образования и верхнеплейстоценовые и ледниковые водно-ледниковые отложения.

Территории, на которых расположен участок газопровода, заняты, в основном смешанными лесами средней густоты. Доминирующими породами деревьев в лесном массиве являются лиственные и хвойные породы (осина, береза, ольха, сосна реже ель).

2.1. Конструкция перехода

Переходы трубопроводов через железные и автомобильные дороги следует предусматривать в местах прохождения дорог по насыпям либо в местах с нулевыми отметками и в исключительных случаях - при соответствующем обосновании в выемках дорог. Угол пересечения трубопровода с железными и автомобильными дорогами должен быть, как правило, 90°. Прокладка трубопровода через тело насыпи не допускается.

Участки трубопроводов, прокладываемых на переходах через железные и автомобильные дороги всех категорий с усовершенствованным покрытием капитального и облегченного типов, должны предусматриваться в защитном футляре (кожухе) из стальных труб или в тоннеле, диаметр которых определяется из условия производства работ и конструкции переходов и должен быть больше наружного диаметра трубопровода не менее чем на 200 мм.

					Объект и методы проектных решений	Лист
						27
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Прокладка кабеля связи трубопровода на участках его перехода через железные и автомобильные дороги должна производиться в защитном футляре или отдельно в трубах.

Заглубление участков трубопроводов, прокладываемых под автомобильными дорогами всех категорий, должно приниматься не менее 1,4 м от верха покрытия дороги до верхней образующей защитного футляра, а в выемках и на нулевых отметках, кроме того, не менее 0,4 м от дна кювета, водоотводной канавы или дренажа.

Переход магистральных трубопроводов под дорогами представляют собой сложные инженерные сооружения, состоящие из защитного кожуха (футляра), рабочего трубопровода, опор и манжет. Кроме того, переходы газопроводов имеют вытяжную свечу.

Защитный кожух.

Защитный кожух предназначен для предохранения рабочего трубопровода на переходах от воздействия внешних нагрузок, создаваемых движущимся транспортом, а также от агрессивного воздействия грунтовых вод и блуждающих электрических токов. Он должен предохранять земляное полотно дороги от разрушения в случае разрыва рабочего трубопровода. Кроме того, кожух позволяет при необходимости заменять или ремонтировать трубопровод без нарушения интенсивности движения автомобильного транспорта. Для изготовления кожухов переходов магистральных трубопроводов используют стальные сварные прямошовные трубы. Основными параметрами защитного кожуха являются его длина, диаметр и толщина стенки.

Трубная плеть.

Газопровод подземного перехода через автомобильную дорогу относится к участкам I категории магистрального газопровода.

Для изготовления трубной плети перехода используют трубы, выпускаемые Волжским трубным заводом из термически упрочненной низколегированной рулонной стали марки 10Г2БТ ТУ 14-3-1450-87.

					Объект и методы проектных решений	Лист
						28
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Длина плети перехода и прилегающих участков указывается в проекте.

Сваренная плеть перед нанесением на нее изоляции и размещением в кожухе подвергается контролю. Сварные кольцевые стыки трубной плети контролируются методами просвечивания рентгеновскими или гамма -лучами согласно СП 105-34-96.

Испытание плети на прочность и герметичность выполняют гидравлическим способом в соответствии с СП 111-34-96 и СНиПП-42-80*.

После контроля стыков на наружной поверхности плети изоляция стыков выполняется термоусаживающимися манжетами.

Опоры.

Опоры служат для размещения внутри защитного кожуха трубной плети и выполняют несколько функций. Они воспринимают нагрузку трубопровода и передают ее защитному кожуху. Служат скользящими элементами при протаскивании плети в кожухе, а при эксплуатации - диэлектрическим изолятором между газопроводом и кожухом.

Количество опор и расстояния между ними определяются расчетом и указываются в рабочих чертежах.

					Объект и методы проектных решений	Лист
						29
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

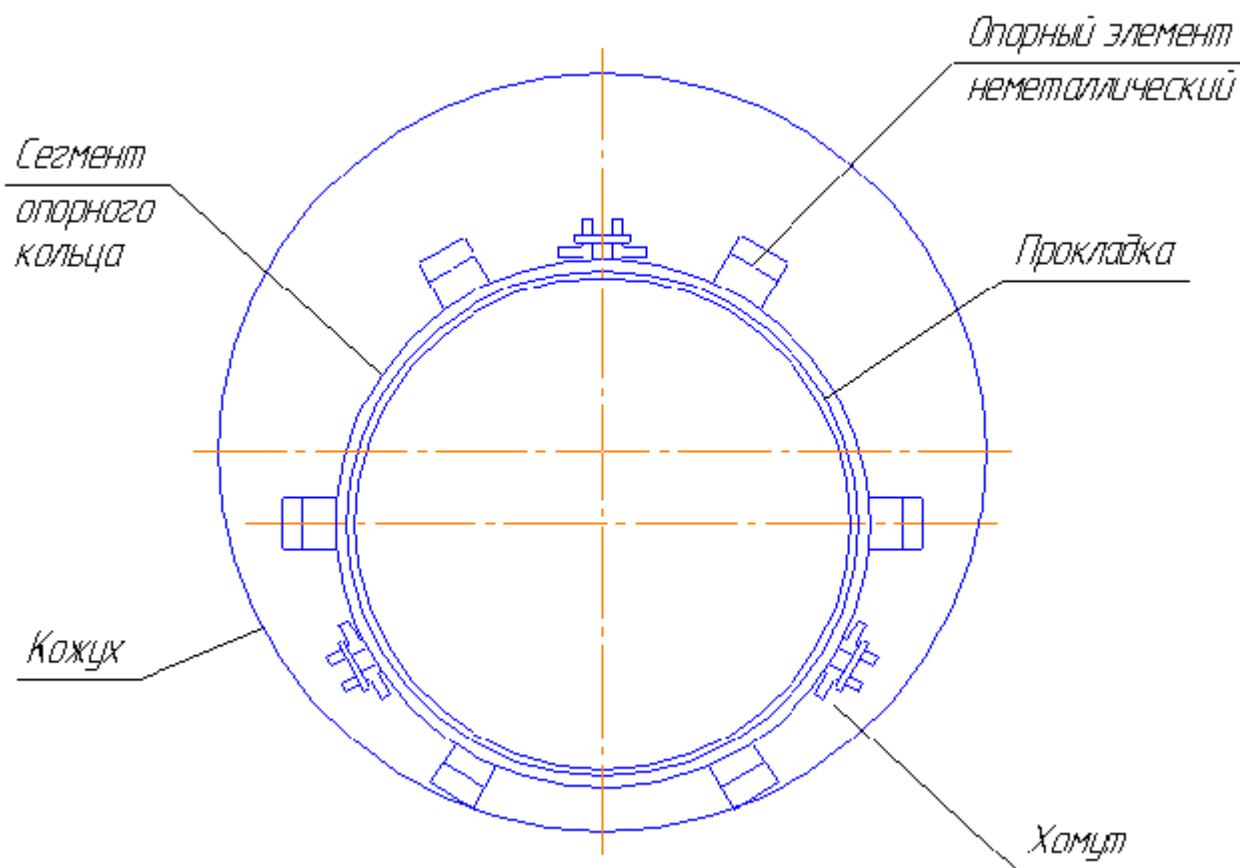


Рисунок 2 – Опорно-направляющее кольцо

Ползунковая опора (опорно-направляющее кольцо) состоит из сегментов, соединенных болтами, и опорных элементов (подушек), изготавливаемых из диэлектрических материалов (полиэтилен, полиуретан, текстолит и т. п.).

Конструкция опорно-направляющего кольца состоит из неметаллических опорных элементов, болтовых соединений сегментов и сегментов опорного кольца.

Опорно-направляющие кольца могут быть изготовлены полностью из полимерных материалов (полиэтилен, полиуретан).

Манжеты.

Манжеты предназначены для герметизации межтрубного пространства между защитным кожухом и газопроводом. Они предохраняют от проникновения влаги в полость защитного кожуха. Манжеты устанавливаются на обоих концах защитного кожуха.

Манжеты должны выдерживать значительные механические нагрузки от воздействия грунта и подпора грунтовых вод. Кроме того, они должны противостоять осевым и радиальным перемещениям, возникающим в газопроводе от изменения давления и температуры газа.

Конструкция манжеты приведена на рисунке 2. Резиновая манжета надевается сначала на плетку, затем - на кожух с таким условием, чтобы образовалась гофра между плетью и кожухом, которая служит компенсатором при перемещениях газопровода относительно кожуха.

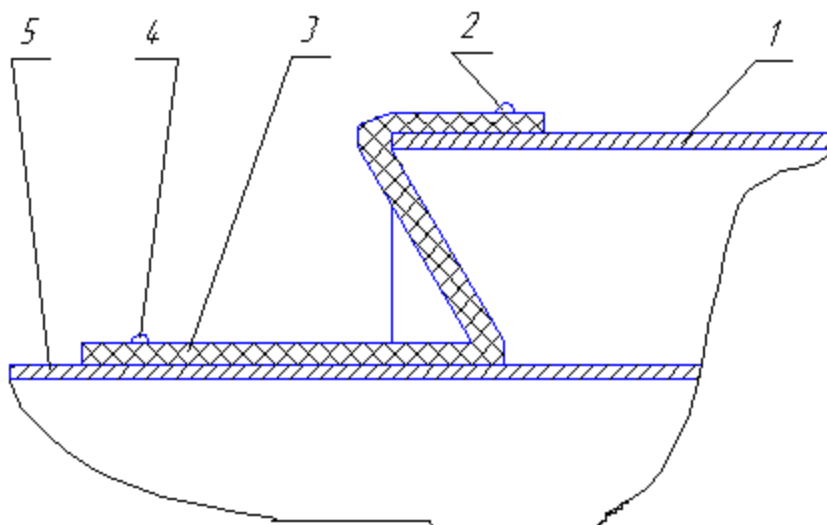


Рисунок 3 – Герметизирующая манжета

1 - защитный кожух; 2 - большой хомут; 3 - резиновая манжета;
4 - малый хомут; 5 - трубная плетель.

При прокладке кабеля внутри кожуха в манжетах делаются отверстия для пропуска защитных трубок, которые зажимаются хомутиками.

Для предохранения манжеты от воздействия грунта засыпки на нее по периметру надевают короб (например, из автопокрышек).

Вытяжные свечи и отводные трубы

Вытяжные свечи предназначены для отвода газа в атмосферу в случае его утечки и контроля загазованности в полости между газопроводом и защитным футляром.

Вытяжные свечи устанавливают на расстоянии:

- 2,5 м от оси газопровода;
- 25 м от подошвы земляного полотна автодорог.

Высота вытяжной свечи должна быть не менее 5 м от поверхности земли. Для устройства вытяжной свечи используется стальная труба диаметром 159 мм с толщиной стенки 5-7 мм.

Вытяжные свечи устанавливают на бетонные фундаменты, которые, как правило, доставляются к месту установки в готовом виде. Глубина заложения основания фундаментов до 2,5 м. На верхнем конце вытяжной свечи устанавливается защитный колпак или «Г» - образный «оголовник» для предотвращения попадания в защитный кожух дождя и снега.

Вытяжная свеча и защитный кожух соединены между собой отводной трубой. Отводная труба имеет диаметр, равный диаметру свечи.

2.2. Исследование и анализ методов выполнения ремонтных работ на действующих газопроводах.

Рентабельнее всего выполнять предупреждающий ремонт и ремонтно-профилактические работы непосредственно на действующей трубе без остановки перекачки продукта. Для такого ремонта обычно используются следующие технологии.

2.2.1. Использование стальных полумуфт

Манжета состоит из двух полумуфт, имеющих диаметр несколько больше, чем ремонтируемая труба, и длину до 3 м. К ним приварены

					<i>Объект и методы проектных решений</i>	<i>Лист</i>
						32
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		

крепёжные лапы, за которые болтами или с помощью сварки муфты закрепляются на ремонтируемом участке трубы. С помощью специальных ввернутых на разных участках болтов муфта центрируется относительно трубы, с образованием по возможности равного зазора между трубой и муфтой. Затем с торцов муфты зазор заделывается быстротвердеющим герметиком. После его отвердевания в зазор между трубой и муфтой закачивается низковязкий эпоксидный компаунд, состоящий из трех компонентов: смолы, отвердителя и наполнителя. Вес требуемого количества компаунда составляет 14 кг и более (точная цифра зависит от диаметра трубы). Заполнение пространства контролируется через специально оставленные в муфте отверстия. При применении данной технологии требуется большое количество техники и расходных материалов:

- такелажных приспособлений и подъемников для подъема и удержания муфт и трубы с установленными на ней муфтами;

- сварочного оборудования;

- специального насосного оборудования для закачивания композита;

- для фиксации манжеты требуется большой объем композитного материала;

- требуется высокая численность квалифицированного персонала, обслуживающего эту технику и выполняющего сварочные и другие виды работ;

- процесс установки муфт занимает много времени, так как поверхность трубы и внутренняя поверхность муфты перед закачкой компаунда в муфту должна подвергаться обязательной дробеструйной, а зачастую и пескоструйной обработке; качество обработанных поверхностей должно соответствовать международному стандарту;

- монтаж (центровка и фиксация) манжеты является крайне длительным и трудоемким процессом;

					<i>Объект и методы проектных решений</i>	<i>Лист</i>
						33
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		

- после завершения работ необходима тщательная промывка специальными растворителями узлов насосного агрегата и питающих рукавов

В результате стоимость предупреждающего ремонта с помощью стальных полумуфт оказывается значительно выше, чем применение в аналогичной ситуации композитных манжет - даже несмотря на то, что иногда (из-за разницы в ширине полумуфт и манжет) для ремонта может потребоваться несколько комплектов манжет там, где достаточно одного комплекта полумуфт. Теоретически стальные манжеты можно использовать и для ликвидации протечки, сначала забив в отверстие чопик, а затем установив манжету. Однако на практике это делается редко, обычно предпочтительнее врезать катушку. При жёстком закреплении краёв полумуфт в местах их крепления на трубе при малоциклических деформациях возникают дополнительные напряжения, которые ведут к образованию на трубе морщин (Рис. 4).



Рисунок 4 – Динамика образования морщин на трубе

2.2.2. Композитные высоконаполненные пасты

По утверждению разработчиков, пастообразные композиты, имеющие в своём составе до 80% металла, за счет адгезивных свойств позволяют герметизировать повреждения, нарастить изношенный металл, ликвидировать коррозионные и эрозионные дефекты. После перемешивания и нанесения они твердеют в естественных условиях за время от 2-3 мин до 2-3 ч (в зависимости

					Объект и методы проектных решений	Лист
						34
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

от материала) и приобретают после отвердевания основные свойства металлов - цвет, структуру, возможность механической обработки - шлифовки, фрезеровки, сверления, полирования, нанесения различных покрытий. Изготовители этих материалов утверждают, что данный метод ремонта отличается простотой реализации, высокой технологичностью и универсальностью, возможностью устранения различных дефектов, включая сквозные коррозионные язвы - вплоть до выполнения работ по вытекающему продукту. Однако металлические примеси в составе композита могут вызывать преждевременный отказ ремонтной системы из-за коррозии самих примесей. В результате коррозии в композите происходит замещение металла его окислами. Известно, что, расширяясь при образовании, окислы склонны вызывать развитие критических напряжений в месте ремонта.

2.2.3. Ремонт действующих газопроводов прямой сварочной наплавкой

Кроме применения низководородных электродов, наиболее общепринятыми положениями для предотвращения водородного растрескивания в сварных швах на действующих газопроводах являются:

- спецификация минимальных требуемых уровней тепловложения;
- использование последовательности наложения отпущенных валиков.

Ранее установлено, что для достижения приемлемой скорости охлаждения ЗТВ необходимы минимально требуемые уровни тепловложения (в том числе предсказанные численным моделированием). При этом индикатором получения приемлемой микроструктуры зоны термического влияния (ЗТВ) является твердость. Если минимально-требуемый уровень тепловложения превосходит допустимый уровень тепловложения W_{max} , что повышает риск прожога, то в качестве альтернативного способа получения ЗТВ с приемлемой микроструктурой используется термический отпуск от последующих сварочных проходов.

Процедура отпущенного валика обычно включает в себя наложение

					<i>Объект и методы проектных решений</i>	<i>Лист</i>
						35
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		

первого слоя при минимально требуемом уровне тепловложения с расчетом на термический отпуск этого слоя при наложении последующих слоев. Обычно ремонт наплавкой является процедурой многопроходной сварки, при этом для второго (и последующего) слоя используется более высокий уровень тепловложения, чем для предыдущего, чтобы осуществить отпуск ЗТВ первого слоя.

При ремонте наплавкой сначала накладывается сварной шов по периметру дефекта, за которым следуют слои последовательных параллельных заполняющих проходов, которые желательно накладывать в круговом направлении трубы. Начальный проход по периметру определяет границу наплавки, здесь же выявляется расположение начальных и конечных точек последовательно накладываемых швов (Рисунок 5).

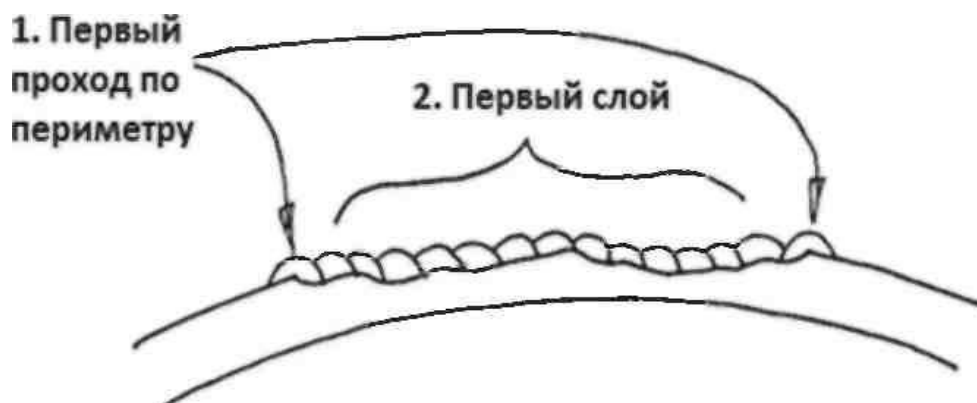


Рисунок 5 – Схема наложения первого слоя сварочной наплавки

Заполняющие проходы первого слоя должны накладываться с использованием пределов тепловложения, чтобы минимизировать риск прожога. Если остаточная толщина стенки меньше 8,0мм, то первый слой должен накладываться с применением электродов Ø2,5мм или меньше (Ø2,0мм). При наложении параллельного валика положение электрода должно обеспечивать перекрытие не меньше ~50%.

После наложения первого слоя осуществляется шлифовка прохода по периметру (Рисунок 6)

					Объект и методы проектных решений	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		36

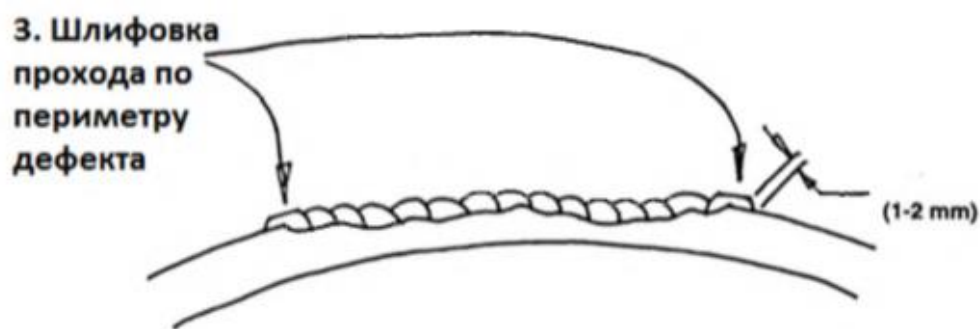


Рисунок 6 – Схема шлифовки сварочного прохода по периметру

Затем выполняется второй проход по периметру шлифованного валика, при этом осуществляется отпуск ЗТВ в подошве первого прохода (рисунок 7).

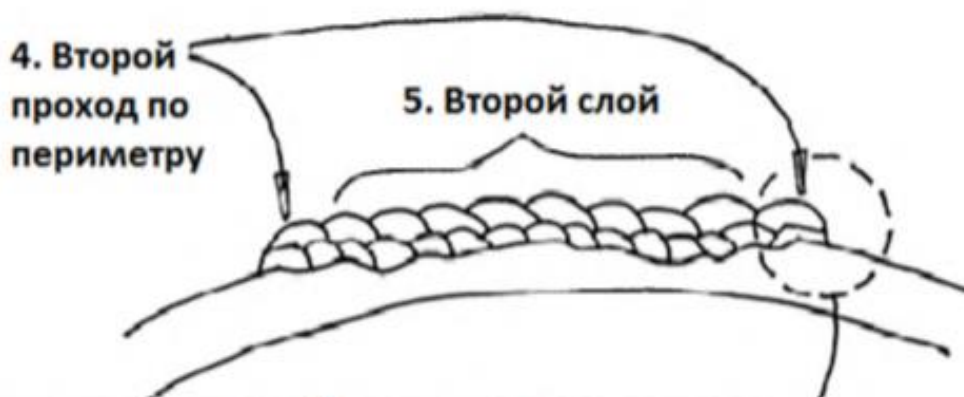


Рисунок 7 – Схема наложения слоя второго прохода. В пунктирном круге: Подошва второго прохода по периметру как раз захватывает ступеньку, выполненную при шлифовке валика первого прохода. При втором проходе в базовом металле не возникает новой ЗТВ

Многопроходный ремонт обеспечивает наибольшую величину отпуска ЗТВ первого прохода. Выбор числа проходов зависит от глубины коррозии и потребности в отпуске. Два прохода выполняют при коррозии глубже 3,2 мм.

Использование такой последовательности наложения валиков создает наиболее совместимый профиль сварки, наименьшее число несовершенств, наведенных сварщиком и наибольшую величину отпуска от последующих проходов. Такой отпуск в сочетании с применением низководородных электродов минимизирует риск водородного постсварочного растрескивания.

Число несовершенств, наведенных сварщиком, минимизируется путем

					Объект и методы проектных решений	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		37

применения электродов малого диаметра, что позволяет сварщику поддерживать низкие уровни тепловложения, предотвращая прожог. При этом возможно образование структур ЗТВ с повышенной твердостью (за счет увеличенной скорости охлаждения ЗТВ), но отпуск при последующем проходе приводит структуру ЗТВ в более равновесное состояние, понижая твердость до приемлемых величин.

Пример последовательности наложения валиков наплавки металла при ремонте глубокой язвы ($d_{я}=12,7$ мм, $L_{я}=50$ мм) в стенке газопровода ($\delta_{исх}=18,7$ мм) представлен на рисунке 8, а) – г) с указанием режимов ручной дуговой сварки. Предварительный нагрев поддерживается как минимум при температуре 150°C с максимальной температурой между проходами 200°C . Рабочее давление $p_{раб}=7,4\text{МПа}$ при наплавке снижено на 20% (до $p_{н}=5,92\text{МПа}$)

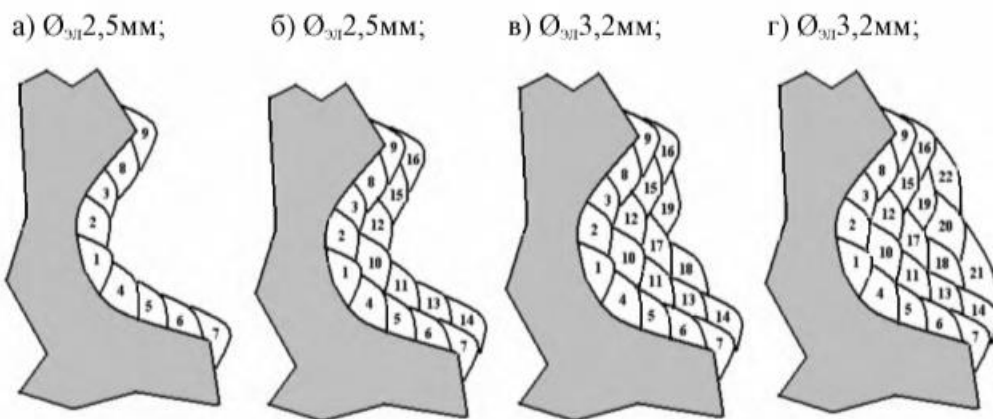


Рисунок 8 – Схема последовательности наложения валиков наплавки при ремонте коррозионной язвы в стенке действующего газопровода по методу «отпущенного валика»; а) первый слой; б) второй слой; в) третий слой; г) четвертый слой. Окончательная шлифовка по линии, проходящей через валики 7-9

Таблица 2 - Режимы сварочной наплавки. Напряжение сварки $U_n = 22В$

езде

№ прохода	Ток I, А	Скор. элект рода v, мм/с	W, кДж/мм	№ прохода	Ток I, А	v, м/с	W, кДж/мм	№ прохода	Ток I, А	v, мм/с	W, кДж/мм
1	73	2,0	0,6	10	87,3	1,5	0,96	19	94,5	1,3	1,2
2	68	1,6	0,7	11	87,3	1,5	0,96	20	87,3	1,5	0,96
3	68	1,6	0,7	12	87,3	1,5	0,96	21	87,3	1,5	0,96
4	73	2,0	0,6	13	87,3	1,5	0,96	22	87,3	1,5	0,96
5	73	2,0	0,6	14	87,3	1,5	0,96				
6	73	2,0	0,6	15	87,3	1,5	0,96				
7	73	2,0	0,6	16	87,3	1,5	0,96				
8	73	2,0	0,6	17	94,5	1,3	1,2				
9	73	2,0	0,6	18	94,5	1,3	1,2				

Среднее тепловложение W: 1-ый слой - 0,62; 2-ой слой - 0,96; 3-ий слой - 1,2; 4-ый слой - 0,96кДж/мм.

Инспекция зон, отремонтированных сварочной наплавкой

Сварные швы, выполненные на действующих трубопроводах, более склонны к значительной неоднородности вследствие повышенной скорости охлаждения и трудности контроля охлаждения швов в полевых условиях. Поэтому необходимо применение мер инспекции и неразрушающего контроля качества швов.

В процессе сварочного ремонта на действующем газопроводе нужно уделять особое внимание слежению за параметрами процесса сварки и техникой сварщика. Для этой цели используется обычное оборудование (амперные щипцы, вольтметр, секундомер и пирометр), а также специально сконструированное оборудование мониторинга сварочной дуги.

Необходимо проводить визуальный контроль между сварочными проходами по СТО Газпром 2-2.4-083-2006, регистрируя удаление шлака, возможное растрескивание, пористость и т.п. Для этого необходимо тщательно зачищать слой и, если потребуется, шлифовать поверхность слоя,

					Объект и методы проектных решений	Лист
						39
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

но не глубже допуска на толщину стенки.

Для контроля поверхностного растрескивания швов применять магнитопорошковый метод и метод проникающего жидкого реагента. Исследования, проведенные EWI показали, что магнитопорошковый метод обеспечивает лучшие результаты, чем контроль проникающим реагентом. Это связано с возможностью обнаружения некоторых неоднородностей, расположенных ниже наружной поверхности.

Для обнаружения растрескивания, расслоения и пористости в глубине шва используются радиографические и ультразвуковые методы неразрушающего контроля, регламентированные СТО Газпром.

Для получения более полных данных о качестве ремонта дефектов наплавкой возможно применение разрушающих методов контроля. Часть трубы, содержащая зону ремонта наплавкой, вырезается под давлением газа по методу «горячей врезки». Извлеченная часть трубы с наплавкой размечается и разрезается механическим путем для получения образцов для всесторонних испытаний на статическую прочность, ударную вязкость, изгиб и усталостные циклы по стандартным методикам.

Контроль и документирование

До ремонта: Зарегистрировать в специально разработанной и утвержденной форме документа:

- номер линии и ее расположение;
- дату обнаружения дефекта;
- данные расположения дефекта по системе GPS или ГЛОНАСС;
- давление газа на момент обнаружения дефекта $p_{\text{раб}}$;
- место проведения шурфовки;
- результаты работ по раскопу трубы, включая расстояние, необходимое для обнаружения дефекта;
- результаты работы по очистке поверхности до гладкого металла;
- размер и периметр обнаруженного дефекта;
- остаточную толщину стенки трубы, измеренную при

					Объект и методы проектных решений	Лист
						40
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

помощью механических измерительных инструментов; возможно также применение лазерного сканера (для наружной коррозии);

- фактическую остаточную толщину стенки трубы с учетом возможной внутренней коррозии (или расслоений), измеренную при помощи ультразвукового устройства;

- расчетные величины давления разрушения в зоне дефекта в соответствии с принятыми критериями;

- расстояние от дефекта до ближайшего кольцевого шва трубопровода, если дефект расположен рядом с кольцевым швом, ремонт сварочной наплавкой запрещается;

- работу по шлифовке выступов или острых краев коррозионного дефекта, зоны дугового прожога или трещины;

- давление в процессе шлифовки P_p , которое не должно превышать $0,8P_{\text{раб}}$ фактического давления на момент обнаружения дефекта в текущем состоянии;

- результаты работы по контролю качества шлифовки (зону шлифовки необходимо проверить при помощи 20%-го раствора персульфата аммония, чтобы убедиться в отсутствии металлургических аномалий);

- результаты работы по контролю удаления концентратора напряжения (с применением магнитопорошкового метода или метода проникающего красителя)

После ремонта: Зарегистрировать в специально разработанной и утвержденной форме документа:

- дату ремонта дефекта сварочной наплавкой;
- все данные по используемой процедуре сварки при ремонте дефектов наплавкой при наложении каждого слоя;

- результаты визуального контроля зоны ремонта наплавкой;
- результаты неразрушающего контроля ремонтной зоны наплавки (по п.4.1.8);

- расчетные величины давления разрушения в зоне

					Объект и методы проектных решений	Лист
						41
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

отремонтированного

наплавкой дефекта в соответствии с принятыми критериями;

- результаты прогнозного вычисления времени жизни трубопровода с отремонтированными дефектами.

Примечание: контроль на водородное растрескивание проводится не сразу после завершения ремонта наплавкой, поскольку процесс водородного растрескивания происходит после временного промежутка в несколько суток; желательна выдержка от 48 до 72ч.

Восстановление покрытия и засыпка газопровода

После производства и приемки ремонта необходимо восстановить покрытие трубы и засыпать траншею. Перед засыпкой необходимо провести следующие действия для восстановления защитного покрытия:

а) всю открытую поверхность трубы нужно очистить от ржавчины, окалины сварочного шлака и остатков сварки, флюса, обугленного покрытия и других посторонних частиц. Масло и жир должны быть удалены растворителем, а острые края, заусенцы, дуговые прожоги и сколы должны быть удалены шлифовкой до пескоструйной обработки. Покрываемая поверхность должна быть подвергнута пескоструйной обработке до белого металла, быть свободной от шлифовочной пыли, сварочного шлака и наплывов, посторонних частиц и затемнений, вызванных предыдущим покрытием. Отпескоструенную поверхность нельзя оставлять на ночь без соответствующего покрытия. Примыкающее покрытие необходимо свести на конус, чтобы не оставлять острых резких краев;

б) нанести спреем (в день выполнения пескоструйной обработки) один слой праймера для получения пленки толщиной в 2-3мм. После периода высыхания, указанного в инструкции, нанести два слоя по 9 мм покрытия изкаменноугольного пека, чтобы после просушки получился общий слой в 18

					Объект и методы проектных решений	Лист
						42
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

мм;

в) после окончания нанесения необходимо, чтобы покрытие было выдержано как минимум 5 суток до обратной засыпки трубопровода.

2.2.4 Организация сварочных работ при ремонте газопровода методом прямой наплавки без остановки перекачки газа

Организацию работ, обеспечение безопасности и проведение комплекса подготовительных и сварочных работ осуществляют на основании требований СТО Газпром 2-2.4-083-2006, и плана организации огневой работы, разработанного в соответствии с требованиями СТО Газпром 2-2.4-083-2006 и отраженного в плане производства работ выборочного ремонта сварочной наплавкой газопроводов под давлением, требования которого во многом совпадают с выборочным ремонтом газопроводов с применением врезки под давлением.

План организации огневой работы по ремонту действующего газопровода сварочной наплавкой включает в себя:

- наименование объекта, место и сроки проведения работ;
- состав специализированной бригады, ответственных за проведение работ;
- подробную схему и характеристику участка газопровода, на котором должны производиться ремонтные работы сварочной наплавкой;
- организацию рабочего места, расстановку оборудования и механизмов, охранных постов, средств связи и др.;
- расчет разрушающего рабочего давления на участке газопровода при сварке под давлением;
- сертификаты на применяемое оборудование и материалы;
- перечень оборудования, механизмов и средств контроля качества работ;
- исполнительную документацию по выполнению, испытанию и контролю сварных швов наплавки (в т.ч. операционные технологические карты

					<i>Объект и методы проектных решений</i>	<i>Лист</i>
						43
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		

наплавки);

- технические и технологические требования к производству работ;
- контроль качества сварных соединений при проведении сварочных работ под давлением на участке газопровода (включая порядок, методы и объем контроля);
- требования техники безопасности при проведении работ (рис. 9);
- организация работ по ремонту газопровода сварочной наплавкой (рис. 10).

Организационно-подготовительные работы выполняются в соответствии с требованиями СТО Газпром 2-2.2-116-2007, которые во многом подходят для организации работ по ремонту газопровода наплавкой. К ним относятся;

- идентификация или освидетельствование трубы;
- определение фактических значений толщины стенки б в месте ремонта сварочной наплавкой;
- определение параметров технологического режима работы газопровода под давлением при ремонте сварочной наплавкой;
- подготовка трассы;
- разработка котлована;
- подготовка поверхности трубы;
- контроль качества металла трубы.

Развернутое содержание этих позиций представлено в СТО Газпром 2-2.2-116-2007;

Сварочные работы, помимо СТО Газпром 2-2.2-116-2007, выполняются также в соответствии с общими требованиями СТО Газпром 2-2.3-115-2007 и СТО Газпром 2-2.2-136-2007. которые с учетом рекомендаций настоящей работы могут применяться для ремонта газопроводов без остановки перекачки газа.

Коррекция необходима также при подборе мощности предварительного и постсварочного нагрева зоны газопровода, подлежащей ремонту наплавкой,

					Объект и методы проектных решений	Лист
						44
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

вследствие отвода тепла потоком газа. Здесь следует пользоваться рекомендациями СТО Газпром 2-2.2-116-2007, подробно изложенными в Приложении, п. Г.7.

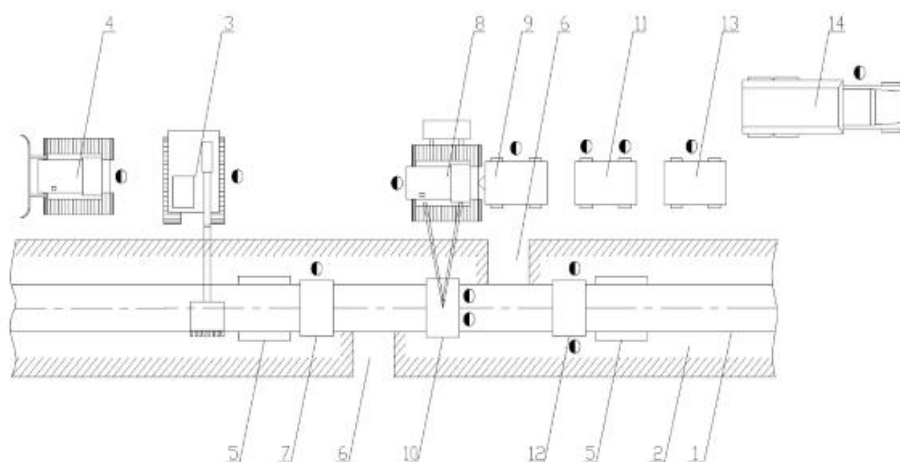


Рисунок 9 - Технологическая схема ремонта дефекта газопровода без остановки перекачки газа методом прямой сварочной наплавки металла. 1 - ремонтируемый газопровод; 2 - протяженный шурф; 3 - вскрышной экскаватор; 4 - бульдозер; 5 - передвижная опора; 6 - выход из шурфа; 7 - очистная машина; 8 - трубоукладчик; 9 - электростанция; 10 - ремонтный сварочный пост; 11 - лаборатория неразрушающего контроля; 12 - устройство для изоляции труб; 13 - лаборатория контроля качества изоляционного покрытия; 14 - автомобиль повышенной проходимости. Состав ремонтной бригады - 13 человек.

Однако несомненными преимуществами ремонта сварочной наплавкой являются минимальная трудоемкость и время ремонта, а также наименьшая величина ремонтных затрат, указанная в таблице 3.

Таблица 3 - Сравнение затрат для различных методов ремонта трубопровода

Метод ремонта	Затраты млн. руб. (на ремонт одного дефектного участка)
Вырезка участка трубы и замена	1,445
Композитная обмотка (Clock Spring)	0,610
Эпоксидно-заполненная муфта	0,619
Сварная муфта	0,508
Сварочная наплавка металла	0,378

Как показывают расчеты, проведение ремонта методом наплавки на действующем газопроводе позволит снизить затраты по отношению к другим методам ремонта:

- на 1, 067 млн. руб. к ремонту методом вырезки участка трубы и его замена;
- на 0, 232 млн. руб. к ремонту композитной обмоткой «ClockSpring»;
- на 0, 241 млн. руб. к ремонту эпоксидно-заполненной муфтой;
- на 0, 130 млн. руб. к ремонту сварной муфтой

2.2.5 Анализ технологических операций при подготовке и сварочной ремонтной наплавке металла на действующий газопровод

Технология эффективного и безопасного ремонта поверхностных дефектов на действующем газопроводе методом сварочной наплавки осуществляется в виде последовательности следующих операций.

Контроль качества трубы в месте ремонта

- Очистить поверхность участка трубы, подлежащего ремонту, от изоляционного покрытия, грязи и ржавчины по всему периметру трубы.

- Уточнить визуально точное расположение дефекта, обнаруженного ранее

ВТД или какими-либо другими методами (электрометрическим, методом Пирсона, электродинамическим и т.п.)

- Уточнить характер и фактические размеры дефекта (длину, ширину и глубину), определить периметр дефекта и расположение дефекта относительно ближайшего кольцевого шва (не ближе 200мм).

- Выполнить ультразвуковой контроль в месте расположения дефекта на наличие расслоения и внутренней коррозии.

При наличии в контролируемой зоне недопустимых наружных или внутренних дефектов (трещин или расслоений), остаточной толщины стенки, выходящей за допустимый предел (>6мм), **прямая сварочная наплавка металлана действующем газопроводе не допускается.**

					Объект и методы проектных решений	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		46

Оборудование и инструмент: шлифмашинка с металлической щеткой, линейка, штангенциркуль, УШС-№3, ультразвуковой прибор, прибор «ARCMet».

Подготовка наружной поверхности ремонтируемой зоны трубы

- Устранить острые кромки, выступы, края или неглубокие трещины в зоне ремонтируемого дефекта шлифовкой до гладкого профиля или фрезерованием.

- Контролировать остаточную толщину стенки трубы ультразвуковым прибором, а степень шлифовки трещины магнитопорошковым методом.

- Контролировать отсутствие металлургических аномалий зоны ремонта смачиванием тампоном с 20%-раствором персульфата аммония.

Оборудование и инструмент: шлифмашинка со шлифкругом, портативное фрезерное устройство, ультразвуковой прибор, принадлежностям магнитопорошкового метода.

Размагничивание

Проверить перед сваркой намагниченность ремонтируемого участка трубы, если намагниченность > 20 Гс, произвести размагничивание в соответствии с рекомендациями НД.

Оборудование и инструмент: прибор ТМ 9606, устройство для размагничивания.

Предварительный нагрев трубы

- Произвести предварительный нагрев трубы в зоне ремонта до рекомендованной температуры (не ниже $T=150\text{ C}$).

- Проконтролировать полное удаление влаги в зоне сварки.

- Установить и проконтролировать параметры сварочного оборудования (U, I, V) для ручной дуговой сварки под металлозащитным слоем.

Оборудование и инструмент: кольцевой индукционный нагреватель; при наличии разрешения - газовые подогреватели или газовые горелки, прибор

					Объект и методы проектных решений	Лист
						47
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

для контроля температуры, термокарандаш.

Подготовка к ремонтной сварочной наплавке

- Вскрыть герметичную упаковку с электродами.
- Если упаковка старая, то (до выполнения операций по п. 4) предварительно провести прокалку электродов по режиму: 370-430°C, 1ч.
- Определить и разметить периметр ремонтируемого дефекта.

Оборудование и инструмент: электроды ESAB ОК 53.70 02,5 мм по 10 штук в упаковке, сушильный шкаф, оборудование для сварки.

Наложение первого слоя наплавки

- Уложить первый шов по периметру дефекта рисунок 4.1.
- Контролировать параметры сварки.
- Дальнейшие швы первого слоя укладывать по утвержденной схеме в пределах периметра рисунок 6 желательно в кольцевом направлении, не превышая указанной величины тепловложения W (например, для $\delta_{0CT} = 6\text{мм}$ $W < 0,6\text{кДж/мм.}$).

Оборудование и инструмент: электроды. ESAB ОК 53.70 02,5 мм, оборудование для сварки, токовые щипцы, вольтметр, пирометр.

Постсварочный нагрев, шлифовка валика по периметру, контроль первого слоя наплавки

- По окончании укладки первого слоя наплавки сразу продолжить постсварочный нагрев зоны ремонта 200 С, 1ч для предотвращения возможного начала инициации водородного растрескивания.
- Провести визуальный контроль первого слоя наплавки.
- Провести шлифовку валика по периметру наплавки, оставляя 1-2 мм по высоте рисунок 6.

Оборудование и инструмент: кольцевой индукционный нагреватель, прибор для контроля температуры, шлифмашинка со шлифкругом.

Наложение второго и последующих слоев наплавки

- Повторить все ключевые элементы наложения первого слоя наплавки (предварительный нагрев, контроль температуры, контроль параметров

					Объект и методы проектных решений	Лист
						48
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

сварки).

- Контролировать параметры сварки.
- Подвод тепла может быть увеличен до 1,0кДж/мм (и далее до 1,5 - 2,0кДж/мм по мере увеличения номера слоя); укладку швов также начинать поутвержденной схеме - со шва по периметру поверх шлифованного валика попринципу «валик на поверхности/отпущенный валик».

Оборудование и инструмент: электроды ESAB ОК 53.70 02,5 мм, оборудование для сварки, токовые щипцы, вольтметр, пирометр.

Постсварочный нагрев, контроль второго и последующих слоев наплавки

- По окончании укладки второго и последующих слоев наплавки сразу продолжить постсварочный нагрев зоны ремонта, 200 С, 1ч.
- Зачистить второй и последующие слои наплавки.
- Провести визуальный контроль второго и последующих слоев наплавки.
- Провести НК (ультразвуковой, радиографический, магнитопорошковый) второго и последующих слоев наплавки.

Оборудование и инструмент: кольцевой индукционный нагреватель, прибор для контроля температуры, шлифмашинка с проволочной щеткой, средства НК.

Восстановление покрытия и засыпка трубопровода

- Очистить всю открытую поверхность трубы от ржавчины, окалины, сварочного шлака и остатков сварки, флюса и т.п.
- Удалить масло и жир растворителем, а острые края, заусенцы, дуговые прожоги и сколы удалять шлифовкой.
- Подвергнуть пескоструйной обработке покрываемую поверхность до белого металла.
- Свести на конус примыкающее покрытие для устранения ступенчатого края.

					Объект и методы проектных решений	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		49

- Нанести спреем один слой праймера толщиной в 2-3 мм.
- Нанести после высыхания праймера два слоя покрытия по 9мм из каменноугольного пека (возможны другие виды покрытия).
- Выдержать срок не менее 5 суток после окончания нанесения покрытия до обратной засыпки трубопровода.

Оборудование и инструмент: шлифмашинка со шлифкругом и с проволочной щеткой, пескоструйное оборудование, оборудование для нанесения праймера и слоев покрытия.

					<i>Объект и методы проектных решений</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		50

3. Технологические расчеты

3.1. Расчет толщины стенки трубопровода

Номинальная толщина стенки трубопровода определяется согласно СНиП 2.05.06-85*:

$$\delta = \frac{n_p \cdot p \cdot D_H}{2(R_1 + n_p \cdot p)}, \quad (1)$$

где n_p - коэффициент надежности по нагрузке;

p – давление в трубопроводе;

D_H – наружный диаметр трубопровода;

R_1 – расчетное сопротивление металла трубы.

Расчетное сопротивление металла трубы:

$$R_1 = \frac{R_1^H \cdot m}{k_1 \cdot k_H}, \quad (2)$$

где R_1^H - нормативное сопротивление материала, зависящее от марки стали и в расчётах принимается равным временному сопротивлению;

m – коэффициент условий работы трубопровода;

k_1 – коэффициент надежности по материалам;

k_H - коэффициент надежности по назначению трубопровода.

Продольные осевые напряжения от воздействия температуры внутреннего давления:

$$\sigma_{npN} = \sigma_{npt} + \sigma_{npp} = -\alpha_t \cdot E \cdot \Delta t + 0,3 \cdot \frac{n_p \cdot p \cdot D_{BH}}{2 \cdot \delta_H}, \quad (3)$$

где α_t – коэффициент линейного расширения металла труб;

E – модуль упругости материала;

Δt – температурный перепад;

					Капитальный ремонт магистрального газопровода XXXXXXXXXX с переходом через автодорогу			
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата				
Разраб.		Гавщук А.И.			Технологические расчеты	Лит.	Лист	Листов
Руковод.		Бурков П.В.					51	103
Консульт.						3-2521 гр.		
И.О.Зав.Каф.		Бурков П.В.						

0,3 – коэффициент Пуассона;

δ_H – номинальная толщина стенки трубопровода.

Если продольные осевые напряжения будут иметь отрицательные значения, то величина δ корректируется по формуле:

$$\delta = \frac{n_p \cdot p \cdot D_H}{2(\Psi_1 R_1 + n_p \cdot p)}, \quad (4)$$

где Ψ_1 – коэффициент, учитывающий двухосное напряженное состояние металла труб, определяется по формуле:

$$\Psi_1 = \sqrt{1 - 0,75 \cdot \left[\frac{|\sigma_{npN}|}{R_1} \right]^2} - 0,5 \cdot \frac{|\sigma_{npN}|}{R_1}. \quad (5)$$

По СНиП 2.01.07 – 85 находим для района прокладки трубопровода $t_I = -15^\circ\text{C}$, $t_{VII} = +23,4^\circ\text{C}$ $\Delta I = +15^\circ$ $\Delta VII = 6^\circ\text{C}$.

Нормативные значения температуры наружного воздуха в холодное и теплое время года:

$$t_H^X = t_I^X - \Delta I = -15^\circ - 15^\circ = -30^\circ$$

$$t_H^X = t_{VII} + \Delta VII$$

$$t_H^T = 23,4^\circ + 6^\circ = 29,4^\circ$$

Расчетные значения:

$$t^X = t_H^X - 6^\circ\text{C}$$

$$t^T = t_H^T + 3^\circ\text{C}$$

$$t^X = -30^\circ - 6^\circ = -36^\circ$$

$$t^T = 29,4^\circ + 3^\circ = 32,4^\circ$$

Температурный перепад при замыкании трубопровода в холодное время

$$\Delta t^X = +15^\circ - (-36^\circ) = 51^\circ$$

года:

а при замыкании в летнее время:

$$\Delta t^T = +15^\circ - (32,4^\circ) = -17,4^\circ$$

					Технологические расчеты	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		52

В качестве расчетного температурного перепаду принимаем наибольшее значение $\Delta t = +51^\circ\text{C}$

Исходные данные: $D_n = 1420$ мм, $p = 7,5$ МПа, $\Delta t = +51^\circ\text{C}$.

По сортаменту выбираем для газопровода трубы по ТУ 14-3-1450-87 из стали контролируемой прокатки с временным сопротивлением разрыву $\sigma_b = 589$ МПа и пределом текучести $\sigma_T = 461$ МПа.

Расчетное сопротивление металла труб R_1 определяем по формуле (2).

m – коэффициент условий работы трубопровода = 0,9 для III -й категории;

k_1, k_2 – коэффициенты надежности по материалу $k_1 = 1,34, k_2 = 1,15$;

k_n – коэффициент надежности по назначению = 1,1;

(по СНиП 2.05.06 – 85*).

$$R_1 = \frac{589 \cdot 0,9}{1,34 \cdot 1,1} = 359,63 \text{ МПа.}$$

Толщину стенки газопровода подсчитываем по формуле (1) с коэффициентом надежности по нагрузке от внутреннего давления $\rho_p = 1,1$:

$$\delta = \frac{1,1 \cdot 7,5 \cdot 1,42}{2 \cdot (359,63 + 1,1 \cdot 7,5)} = 15,92 \text{ мм.}$$

Полученное расчетное значение толщины стенки округляем до ближайшего большего значения по сортаменту $\delta_n = 18,7$ мм.

Продольные осевые напряжения определяем по формуле (3):

$$\sigma_{npN} = -1,2 \cdot 10^{-5} \cdot 2,06 \cdot 10^5 \cdot (+51) + 0,3 \cdot \frac{1,1 \cdot 7,5 \cdot 1382,6}{2 \cdot 18,7} =$$

$$= -126,072 + 91,5 = -34,58 \text{ МПа.}$$

Знак «минус» указывает на наличие осевых сжимающих напряжений, поэтому необходимо определить по формуле (5) коэффициент ψ_1 , учитывающий двухосное напряженное состояние металла труб:

$$\psi_1 = \sqrt{1 - 0,75 \cdot \left[\frac{34,58}{359,63} \right]^2} - 0,5 \cdot \frac{34,58}{359,63} = 0,9965 - 0,048 = 0,9484$$

$$\text{Тогда } \delta = \frac{1,1 \cdot 7,5 \cdot 1,42}{2 \cdot (0,9484 \cdot 359,63 + 1,1 \cdot 7,5)} = 16,77 \text{ мм.}$$

					Технологические расчеты	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		53

Принимаем толщину стенки газопровода $\delta=18,7$ мм. [2, с. 678];

Принятая толщина стенки удовлетворяет условиям:

$$\frac{D_n}{140} = \frac{1,42}{140} = 0,0101 < 0,0187 \text{ м}$$

Очевидно, что $\delta_n = 18,7$ мм можно принять за конечный результат.

3.2. Проверка прочности и деформаций трубопровода

Подземные трубопроводы по СНиП 2.05.06-85* проверяются на прочность в продольном направлении и на отсутствие пластических деформаций.

Прочность в продольном направлении проверяется по условию:

$$|\sigma_{npN}| \leq \psi_2 \cdot R_1, \quad (6)$$

где σ_{npN} , R_1 – продольные осевые напряжения и расчетное сопротивление металла труб, определяемые соответственно по формулам (3) и (2);

ψ_2 – коэффициент, учитывающий двухосное напряженное состояние металла труб, определяется по формуле:

$$\psi_2 = \sqrt{1 - 0,75 \cdot \left(\frac{\sigma_{кц}}{R_1}\right)^2} - 0,5 \cdot \frac{\sigma_{кц}}{R_1}, \quad (7)$$

где $\sigma_{кц}$ – кольцевые напряжения в стене трубы от расчетного внутреннего давления, определяемые по формуле:

$$\sigma_{кц} = \frac{n_p \cdot p \cdot D_{вн}}{2\delta}. \quad (8)$$

Для предотвращения недопустимых пластических деформаций трубопровода в продольном и кольцевом направлениях проверку производят по условиям:

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

$$\sigma_{кц} \leq \frac{m}{0,9 \cdot k_H} \cdot R_2^H, \quad (10)$$

					Технологические расчеты	Лист
						54
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

где $\sigma_{пр}^H$ – максимальные суммарные продольные напряжения в трубопроводе от нормативных нагрузок и воздействий;

ψ_3 – коэффициент, учитывающий двухосное напряженное состояние металла труб;

$\sigma_{кц}^H$ – кольцевые напряжения в стенках трубопровода от нормативного внутреннего давления.

Продольные напряжения для полностью заземленного трубопровода находятся из выражения:

$$\sigma_{пр}^H = \mu \cdot \sigma_{кц}^H - \alpha_t \cdot E \cdot \Delta_t \pm \frac{E \cdot D_H}{2\rho_{min}}, \quad (11)$$

где ρ_{min} – минимальный радиус упругого изгиба оси трубопровода, определяется по формуле:

$$\rho_{min} = D_y \cdot 1000. \quad (12)$$

Коэффициент ψ_3 определяется по формуле:

$$\psi_3 = \sqrt{1 - 0,75 \cdot \left[\frac{\sigma_{кц}^H}{\frac{m}{0,9 \cdot k_H} \cdot R_2^H} \right]^2} - 0,5 \cdot \frac{\sigma_{кц}^H}{\frac{m}{0,9 \cdot k_H} \cdot R_2^H}. \quad (13)$$

Кольцевые напряжения:

$$\sigma_{кц}^H = \frac{p \cdot D_{вн}}{2 \cdot \delta_H}. \quad (14)$$

Проверяем трубопровод на прочность по условию (6), найдя сначала по формуле (8) значение $\sigma_{кц}$ и по формуле (7) значение ψ_2 :

$$\sigma_{кц} = \frac{1,1 \cdot 7,5 \cdot 1385}{2 \cdot 17,5} = 326,46 \text{ МПа};$$

$$\psi_2 = \sqrt{1 - 0,75 \cdot \left(\frac{326,46}{359,63} \right)^2} - 0,5 \cdot \frac{326,46}{359,63} = 0,566 - 0,454 = 0,112$$

Проверяем условие прочности в продольном направлении по формуле (6):

$$|-34,58| < 0,112 \cdot 359,63 = 40,28 - \text{условие выполняется.}$$

Для проверки по деформациям находим сначала кольцевые напряжения от действия нормативной нагрузки – внутреннего давления по формуле (14) и коэффициент ψ_3 по формуле (13):

$$\sigma_{\text{кн}}^{\text{н}} = \frac{7,5 \cdot 1385}{2 \cdot 17,5} = 296,79 \text{ МПа};$$

$$\psi_3 = \sqrt{1 - 0,75 \cdot \left(\frac{296,79}{\frac{0,75}{0,9 \cdot 1,1} \cdot 461} \right)^2} - 0,5 \cdot \frac{296,79}{\frac{0,75}{0,9 \cdot 1,1} \cdot 461} = 0,6768 - 0,4249 = 0,2519$$

Проверяем наличие недопустимых деформаций в кольцевом направлении по условию (10):

$$296,79 < \frac{0,75}{0,9 \cdot 1,1} \cdot 461 = 349,24 \text{ МПа} - \text{условие выполняется.}$$

Определим значение продольных напряжений $\sigma_{\text{пр}}^{\text{н}}$ по формуле (11).

Для положительного температурного перепада:

$$\sigma_{\text{пр}}^{\text{н}} = 0,3 \cdot 296,79 - 1,2 \cdot 10^{-5} \cdot 2,06 \cdot 10^5 \cdot (+51) - \frac{2,06 \cdot 10^5 \cdot 1,42}{2 \cdot 1000} = -183,295 \text{ МПа}$$

Для отрицательного температурного перепада:

$$\sigma_{\text{пр}}^{\text{н}} = 0,3 \cdot 296,79 + 1,2 \cdot 10^{-5} \cdot 2,06 \cdot 10^5 \cdot 17,4 + \frac{2,06 \cdot 10^5 \cdot 1,42}{2 \cdot 1000} = 278,31 \text{ МПа}$$

Проверяем выполнение условия (9) дважды:

для положительного температурного перепада:

$$|-183,225| < 0,2519 \cdot \frac{0,75}{0,9 \cdot 1,1} \cdot 461 = 184,4 \text{ МПа} - \text{условие выполняется.}$$

для отрицательного температурного перепада:

$$|278,31| < 0,2519 \cdot \frac{0,75}{0,9 \cdot 1,1} \cdot 461 = 289,8 \text{ МПа} - \text{условие выполняется.}$$

					Технологические расчеты	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		56

3.3. Проверка общей устойчивости трубопровода в продольном направлении

Проверка общей устойчивости трубопровода в продольном направлении выполняется по СНиП 2.05.06-85* в плоскости наименьшей жесткости системы в соответствии с условием:

$$S \leq m \cdot N_{кр}, \quad (15)$$

где S – эквивалентное продольное осевое усилие сжатия в трубопроводе, возникающее от действия двух расчетных нагрузок и воздействий: внутреннего давления и положительного перепада температур;

m – коэффициент условий работы трубопровода;

$N_{кр}$ – продольное критическое усилие, при котором наступает потеря продольной устойчивости трубопровода.

Эквивалентное продольное осевое усилие сжатия в трубопроводе определяется следующим образом:

$$S = (0,2 \cdot \sigma_{кц} + \alpha_t \cdot E \cdot \Delta t) \cdot F, \quad (16)$$

где F – площадь поперечного сечения трубопровода, определяется по формуле:

$$F = \frac{\pi}{4} \cdot (D_n^2 - D_{вн}^2). \quad (17)$$

Критическое усилие находится по следующей формуле:

$$N = 4,09 \cdot \sqrt[11]{p_0^2 \cdot q_{верт}^4 \cdot F^2 \cdot E^5 \cdot J^3}, \quad (18)$$

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

$q_{верт}$ – сопротивление поперечным вертикальным перемещениям отрезка трубопровода, обусловленное весом грунтовой засыпки и собственным весом трубопровода, отнесенное к единице длины;

J – осевой момент инерции поперечного сечения трубы, определяется по формуле:

					Технологические расчеты	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		57

$$J = \frac{\pi}{64} \cdot (D_{\text{н}}^4 - D_{\text{вн}}^4) . \quad (19)$$

Величина p_0 определяется по формуле:

$$p_0 = \pi \cdot D_{\text{н}} \cdot \tau_{\text{пр}} , \quad (20)$$

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

$$\tau_{\text{пр}} = p_{\text{пр}} \cdot \text{tg} \varphi_{\text{гр}} + c_{\text{гр}} , \quad (21)$$

где $p_{\text{гр}}$ – среднее удельное давление на единицу поверхности контакта трубопровода с грунтом;

$\varphi_{\text{гр}}$ – угол внутреннего трения грунта;

$c_{\text{гр}}$ – сцепление.

Величина $p_{\text{гр}}$ определяется по формуле:

$$p_{\text{гр}} = \frac{2 \cdot n_{\text{гр}} \cdot \gamma_{\text{гр}} \cdot D_{\text{н}} \cdot \left[\left(h_0 + \frac{D_{\text{н}}}{8} \right) + \left(h_0 + \frac{D_{\text{н}}}{2} \right) \cdot \text{tg}^2 \left(45^\circ - \frac{\varphi_{\text{гр}}}{2} \right) \right] + q_{\text{гр}}}{\pi \cdot D_{\text{н}}} , \quad (22)$$

где $n_{\text{гр}}$ – коэффициент надежности по нагрузке от веса грунта, принимаемый равным 0,8;

h_0 – высота слоя засыпки от верхней образующей трубопровода до дневной поверхности, принимается в зависимости от условий прокладки;

$q_{\text{гр}}$ – нагрузка от собственного веса заизолированного трубопровода с перекачиваемым продуктом, определяется по формуле:

$$q_{\text{гр}} = q_{\text{м}} + q_{\text{из}} + q_{\text{пр}} , \quad (23)$$

где $q_{\text{м}}$ - нагрузка от собственного веса металла трубы;

$q_{\text{из}}$ - нагрузка от собственного веса изоляции;

$q_{\text{пр}}$ – нагрузка от веса продукта, находящегося в трубопроводе.

Нагрузка от собственного веса металла трубы определяется по формуле:

$$q_{\text{м}} = n_{\text{св}} \cdot \gamma_{\text{м}} \cdot \frac{\pi}{4} (D_{\text{н}}^2 - D_{\text{вн}}^2) , \quad (24)$$

					Технологические расчеты	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		58

где $n_{св}$ – коэффициент надежности по нагрузке от действия собственного веса, принимается равным 0,95;

γ_m – удельный вес металла трубы, из которого изготовлены трубы, для стали принимается равным 78500 Н/м³.

Нагрузка от собственного веса изоляции определяется по формуле:

$$q_{из} = n_{св} \cdot (q_{ин}^H + q_{об}^H), \quad (25)$$

где $q_{ин}^H$, $q_{об}^H$ – нормативные нагрузки от веса изоляции и обертки соответственно.

Нормативная нагрузка от веса изоляции определяется по формуле:

$$q_{ин}^H = k_{из} \cdot D_n \cdot \delta_{ин} \cdot \rho_{ин} \cdot g, \quad (26)$$

а нормативная нагрузка от веса обертки по формуле:

$$q_{об}^H = k_{об} \cdot D_n \cdot \delta_{об} \cdot \rho_{об} \cdot g, \quad (27)$$

где $k_{из}$, $k_{об}$ – коэффициенты, учитывающие величину нахлеста соответственно изоляционной ленты и обертки;

$\delta_{ин}$, $\delta_{об}$ – толщина изоляционной ленты и обертки соответственно;

$\rho_{ин}$, $\rho_{об}$ – плотность изоляционных и оберточных материалов соответственно;

g – ускорение свободного падения, принимается равным 9,81 м/с².

Нагрузка от веса продукта, находящегося в трубопроводе, определяется по формуле:

$$q_{пр} = n_{пр} \cdot q_{пр}^H, \quad (28)$$

где $n_{пр}$ – коэффициент надежности по нагрузке от веса продукта, принимается равным 0,95;

$q_{пр}^H$ – нормативная нагрузка от веса продукта.

$$q_{пр}^H = \gamma_{пр} \frac{\pi \cdot D_{вн}^2}{4} \quad (29)$$

Соппротивление поперечным вертикальным перемещениям отрезка трубопровода единичной длины, обусловленное весом грунтовой засыпки и собственным весом трубопровода, отнесенное к единице длины, определяется по формуле:

$$q_{\text{верт}} = n_{\text{гр}} \cdot \gamma_{\text{гр}} \cdot D_{\text{н}} \cdot \left(h_0 + \frac{D_{\text{н}}}{2} - \frac{\pi \cdot D_{\text{н}}}{8} \right) + q_{\text{тр}}. \quad (30)$$

Проверить общую устойчивость трубопровода в продольном направлении для следующих исходных данных: для грунтов для насыпного грунта $\gamma_{\text{гр}}=17$ кН/м³, $\phi_{\text{гр}}=27^\circ$, $c_{\text{гр}}=5$ кПа; изоляционное покрытие "Поликен 980-25" (США), однослойное, $k_{\text{из}}=1,09$, $\delta_{\text{из}}=0,640$ мм, $\rho_{\text{из}}=1010$ кг/м³; обертка "Поликен 955-25"(США), однослойная, $k_{\text{об}}=1,09$, $\delta_{\text{об}}=0,640$ мм, $\rho_{\text{об}}=989$ кг/м³;

Высота слоя засыпки от верхней образующей трубопровода до дневной поверхности h_0 принимается равной 1 м в соответствии со СНиП 2.05.06-85*.

Площадь поперечного сечения металла трубы определяется по формуле (17):

$$F = \frac{3,14}{4} \cdot (1,42^2 - 1,385^2) = 0,0771 \text{ м}^2.$$

Эквивалентное продольное осевое усилие сжатия в трубопроводе определяем по формуле (16):

$$S = (0,2 \cdot 326,46 + 1,2 \cdot 10^{-5} \cdot 2,06 \cdot 10^5 \cdot (+51)) \cdot 0,0771 = 26,64 \text{ МН}.$$

Осевой момент инерции поперечного сечения трубы, определяем по формуле (19):

$$J = \frac{3,14}{64} \cdot (1,42^4 - 1,385^4) = 18,93 \cdot 10^{-3} \text{ м}^4.$$

Нагрузку от собственного веса металла трубы определяем по формуле (24):

$$q_{\text{м}} = 0,95 \cdot 78500 \cdot \frac{3,14}{4} \cdot (1,42^2 - 1,385^2) = 5474,3 \text{ Н/м}.$$

Подставляя значения $q_{\text{из}}^{\text{н}}$ и $q_{\text{об}}^{\text{н}}$ из формул (26) и (27) в формулу (25), определяем значение нагрузки от собственного веса изоляции:

$$q_{\text{из}} = 0,95 \cdot 1,09 \cdot 3,14 \cdot 1,42 \cdot 9,81 \cdot 10^{-3} \cdot (0,64 \cdot 1010 + 0,64 \cdot 989) = 57,95 \text{ Н/м}.$$

Значение нормативной нагрузки от веса продукта рассчитываем по формуле

					Технологические расчеты	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		60

(29):

$$q_{np}^H = 7500 \frac{3,14 \cdot 1,42^2}{4} = 11871,56 \text{ Н/м}$$

Нагрузку от веса продукта, находящегося в трубопроводе, определяем по формуле (28):

$$q_{np} = 0,95 \cdot 11871,56 = 11871,98 \text{ Н/м.}$$

Нагрузку от собственного веса заизолированного трубопровода с перекачиваемым продуктом находим по формуле (23):

$$q_{np} = 5747,3 + 57,95 + 11277,98 = 17083,23 \text{ Н/м.}$$

Среднее удельное давление на трубопровод определяем по формуле (22):

$$P_{гр} = \frac{2 \cdot 0,8 \cdot 17 \cdot 10^3 \cdot 1,02 \cdot \left[\left(1 + \frac{1,42}{8} \right) + \left(1 + \frac{1,42}{2} \right) \cdot \operatorname{tg}^2 \left(45^\circ - \frac{27^\circ}{2} \right) \right] + 17083,23}{3,14 \cdot 1,42} =$$
$$= 19593,9 \text{ Па.}$$

Предельные касательные напряжения находим по формуле (21):

$$\tau_{np} = 19593,9 \cdot \operatorname{tg} 27^\circ + 5 \cdot 10^3 = 14983,59 \text{ Па.}$$

Соппротивление грунта продольным перемещения определяем по формуле (20):

$$p_o = 3,14 \cdot 1,42 \cdot 14983,59 = 66808,84 \text{ Н/м.}$$

Соппротивление поперечным вертикальным перемещениям находим по формуле (30):

$$q_{верт} = 0,8 \cdot 16000 \cdot 1,42 \cdot \left(1 + \frac{1,42}{2} - \frac{3,14 \cdot 1,42}{8} \right) + 17083,23 = 44201,16 \text{ Н/м.}$$

Определяем продольное критическое усилие, при котором наступает потеря продольной устойчивости трубопровода по формуле (18):

$$N_{кр} = 4,09 \cdot \sqrt[1]{66808,84^2 \cdot 44201,16^4 \cdot 0,0771^2 \cdot (206 \cdot 10^5)^5 \cdot (4,94 \cdot 10^{-3})^3} =$$
$$= 41,13 \text{ МН.}$$

					Технологические расчеты	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		61

Проверяем общую устойчивость трубопровода в продольном направлении в плоскости наименьшей жесткости системы в соответствии с условием (15):

$26,64 \leq 41,13 \cdot 0,75 = 30,84 \text{ MN}$ - условие выполняется, следовательно, устойчивость трубопровода в заданных условиях обеспечивается.

3.4. Расчет перехода трубопровода под автомобильной дорогой

Одним из наиболее серьезных искусственных препятствий являются железные и автомобильные дороги. Угол пересечения трубопровода с дорогами должен быть, как правило, 90° . Прокладка трубопровода через тело насыпи не допускается. Участки трубопроводов, прокладываемых на переходах через железные и автомобильные дороги всех категорий должны предусматриваться в соответствии со СНиП 2.05.06-85* в защитном футляре (кожухе). Концы футляра должны выводиться при прокладке трубопровода через автомобильные дороги на расстояние от бровки земляного полотна – 25 м, но не менее 2 м от подошвы насыпи.

Заглубление кожухов под автодорогами должно быть не менее 1,4 м от верха образующей футляра.

Диаметр защитного футляра определяется в зависимости от диаметра трубопровода:

$$D_{\phi} = \frac{D_n^2}{(0,9 \cdot D_n - 85)} \quad (31)$$

и во всех случаях должен быть больше наружного диаметра трубопровода не менее чем на 200 мм.

На футляр действуют внешние нагрузки – вертикальное и боковое давление грунта и давление от подвижного транспорта показано на рисунке 15.

					Технологические расчеты	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		62

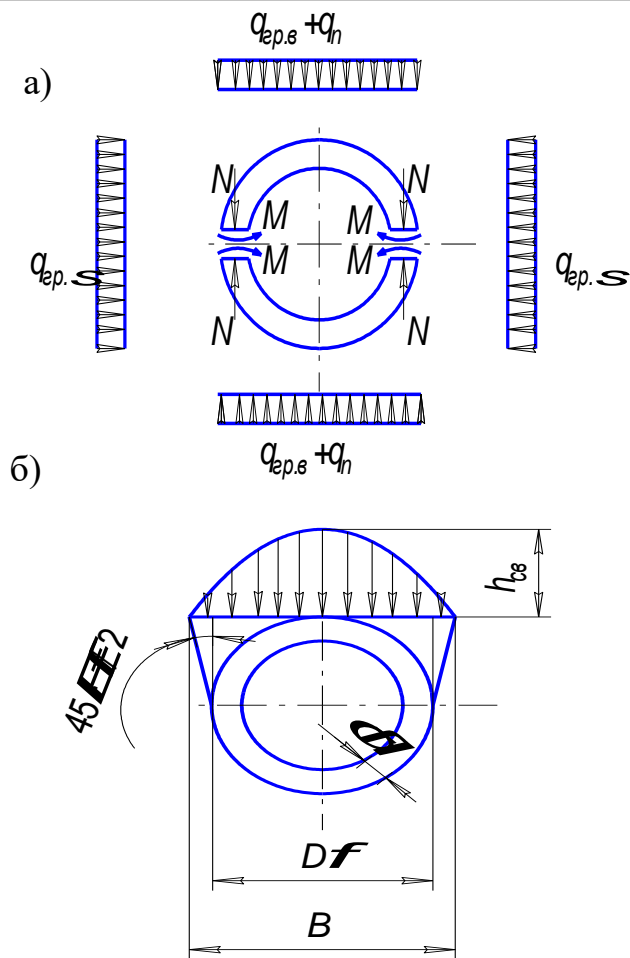


Рисунок 15-Схема к расчету футляра на прочность:

а – нагрузка действующая на футляр; б - свод естественного обрушения.
 При значительной глубине заложения футляра над ним образуется естественный свод обрушения показано на рисунке 3.б.

Расчетная вертикальная нагрузка от действия грунта определяется по формуле:

$$q_{гр.в} = n_{гр} \cdot \gamma_{гр} \cdot H, \quad (32)$$

где $n_{гр}$ – коэффициент надежности по нагрузке от веса грунта, принимается равным 1,2;

$\gamma_{гр}$ – средний удельный вес грунта в естественном состоянии;

H – глубина заложения футляра.

и тогда расчетная вертикальная нагрузка от действия грунта определяется по формуле:

$$q_{гр} = n_{гр} \cdot \gamma_{гр} \cdot h_{св}, \quad (33)$$

где $h_{св}$ – высота свода обрушения, определяется по формуле:

$$h_{св} = \frac{B}{2 \cdot f_{кр}}, \quad (34)$$

где B – ширина свода;

$f_{кр}$ – коэффициент крепости породы, принимается равным 0,5.

Ширина свода обрушения определяется по формуле:

$$B = D_{\phi} \cdot \left[1 + \operatorname{tg} \left(45^{\circ} - \frac{\varphi_{гр}}{2} \right) \right]. \quad (35)$$

Расчетная величина бокового давления грунта находится по формуле:

$$q_{гр.б} = n_{гр.б} \cdot \gamma_{гр} \cdot 3 \cdot \left(H + \frac{D_{\phi}}{2} \right) \cdot \operatorname{tg}^2 \left(45^{\circ} - \frac{\varphi_{гр}}{2} \right), \quad (36)$$

а в случае формирования свода обрушения – по формуле:

$$q_{гр.б} = n_{гр} \cdot \gamma_{гр} \cdot \left(h_{св} + \frac{D_{\phi}}{2} \right) \cdot \operatorname{tg}^2 \left(45^{\circ} - \frac{\varphi_{гр}}{2} \right). \quad (37)$$

Условие формирования свода обрушения записывается в виде:

$$h_{св} < H. \quad (38)$$

момент инерции материала полотна дороги:

$$I_n = \frac{b \cdot h_{пк}^3}{12} \quad (39)$$

$h_{пк}$ – коэффициент покрытия дороги, для цементобетона = 0,12

цилиндрическая жесткость полотна дороги:

$$D = \frac{E_n \cdot I_n}{1 - \mu_n^2} \quad (40)$$

E_n – модуль упругости материала полотна дороги;

μ_n – коэффициент Пуассона материала полотна дороги;

коэффициент жесткости полотна:

$$\alpha_{жс} = \sqrt[4]{\frac{k_0 \cdot b}{4 \cdot D}} \quad (41)$$

k_0 – коэффициент постели грунта при сжатии;

					Технологические расчеты	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		64

Давление от автомобильного транспорта полотно дороги рассматривают как балку конечной жесткости на упругом основании. Нагрузка, передаваемая через каждую ось, представляется в виде сосредоточенной силы P_i (рис. 4), отнесенной к единичной ширине полотна дороги $b = 1\text{ м}$

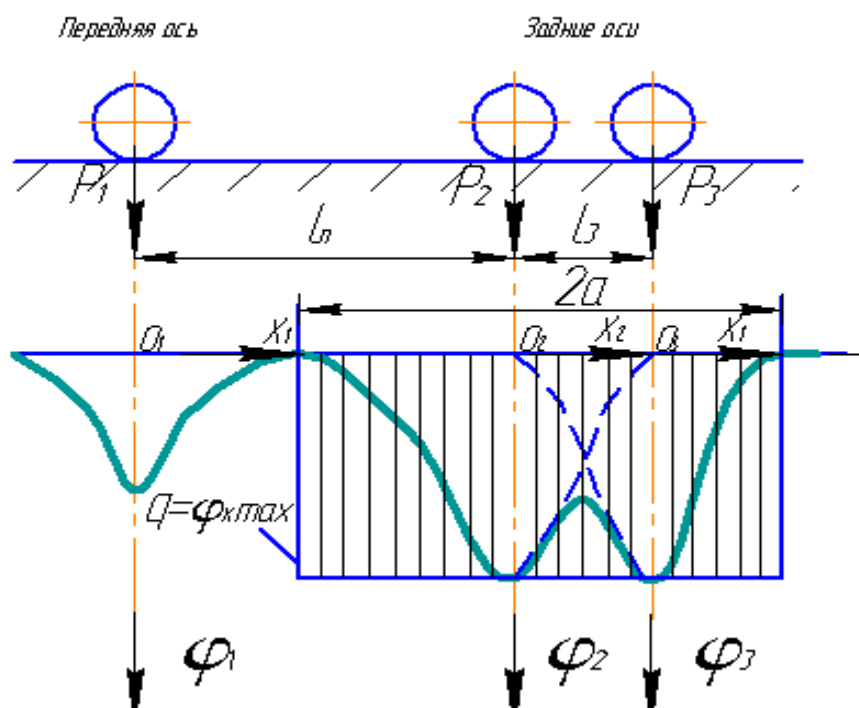


Рисунок 16 – Эпюры реакции основания полотна дороги

Реакция основания, приходящаяся на единицу ширины полотна дороги от действия P_i определяется по формуле:

$$\varphi_{i(x)} = \frac{P_i \cdot \alpha_{жс}}{2 \cdot b} e^{-\alpha_{жс} \cdot x} (\cos \alpha_{жс} \cdot x - \sin \alpha_{жс} \cdot x) \quad (42)$$

Комплекс $e^{-\alpha_{жс} \cdot x} (\cos \alpha_{жс} \cdot x - \sin \alpha_{жс} \cdot x)$ может быть представлен параметром η , являющимся функцией произведения $\alpha_{жс} \cdot x$, тогда формула имеет вид:

$$\varphi_{i(x)} = \frac{P_i \cdot \alpha_{ж}}{2 \cdot b} \eta \quad (43)$$

Переменная x является текущей координатой с нулевой точкой в центре приложения силы P_i . В конкретном случае, рассчитав коэффициент $\alpha_{ж}$, из каждого значения произведения $\alpha_{ж} \cdot x$ можно определить x , которому соответствует своя величина η . Наименьшее значение x , при котором функция η обращается в ноль, определим из выражения:

$$\alpha_{ж} \cdot x = \frac{3 \cdot \pi}{4}$$

Откуда:

$$(44) \quad x = a = \frac{3 \cdot \pi}{4 \cdot \alpha_{ж}}$$

Расчетное давление q_n от подвижного транспорта на футляр:

$$q_n = n_n \cdot \sigma_{z \max} \quad (45)$$

n_n – коэффициент надёжности по нагрузке от подвижного транспорта, принимаемый равным 1,4 для вариантов нагрузки от колонны автомобилей и равным 1,1 для нагрузок от одиночных машин.

Толщина стенки футляра определяется из условия прочности по формуле:

$$\delta_{\phi} = -\frac{N}{2 \cdot R_2} + \sqrt{\left(\frac{N}{2 \cdot R_2}\right)^2 + \frac{6 \cdot M}{R_2}}, \quad (46)$$

где N – расчетное поперечное сжимающее усилие в наиболее напряженном сечении футляра, отнесенное к единице длины футляра, определяется по формуле:

$$N = -r_{\phi} \cdot (q_{гр.в} + q_{п}), \quad (47) \quad M - \text{расчетный}$$

изгибающий момент в наиболее напряженном сечении футляра, отнесенный к единице его длины, определяется по формуле:

$$M = c \cdot r_{\phi}^2 \cdot (q_{гр.в} + q_{п} - q_{гр.б}), \quad (48)$$

где r_{ϕ} – радиус футляра, определяется по формуле:

$$r_{\phi} = 0,5 \cdot D_{\phi}, \quad (49)$$

c – коэффициент, учитывающий всестороннее сжатие футляра, принимается равным 0,25;

R_2 – расчетное сопротивление материала футляра по пределу текучести.

Рассчитать на прочность защитный футляр на переходе газопровода через автодорогу для следующих исходных данных: для грунт - насыпной $\gamma_{гр}=17$ кН/м³, $\phi_{гр}=27^\circ$, $c_{гр}=5$ кПа; глубина заложения футляра $H=3$ м; расчетное сопротивление материала футляра по пределу текучести $R_2=461$ МПа.

Диаметр защитного футляра определяем по формуле (31):

$$D_{\phi} = \frac{1420^2}{(0,9 \cdot 1420 - 85)} = 1690 \text{ мм.}$$

из конструктивных соображений принимаем диаметр защитного футляра равным 1720 мм.

По формуле (49) находим радиус футляра:

$$r_{\phi} = 0,5 \cdot 1720 = 860 \text{ мм.}$$

Ширину свода обрушения определяем по формуле (35):

$$B = 1,72 \cdot \left[1 + \operatorname{tg} \left(45^\circ - \frac{27^\circ}{2} \right) \right] = 2,774 \text{ м.}$$

Высоту свода обрушения находим по формуле (34):

$$h_{св} = \frac{2,774}{2 \cdot 0,5} = 2,774 \text{ м.}$$

Проверяем условие формирования свода обрушения по (38):

					Технологические расчеты	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		67

$2,774 < 3 \text{ м}$ - условие выполняется, значит, свод естественного обрушения образуется.

Расчетную вертикальную нагрузку от действия грунта определяем по формуле (32):

$$q_{\text{гр.в}} = 1,2 \cdot 17 \cdot 2,774 = 56,5896 \text{ кПа.}$$

Расчетную величину бокового давления грунта находим по формуле (37):

$$q_{\text{гр.б}} = 1,2 \cdot 17 \cdot \left(2,774 + \frac{1,72}{2} \right) \cdot \text{tg}^2 \left(45^\circ - \frac{27^\circ}{2} \right) = 27,84 \text{ кПа.}$$

Момент инерции материала полотна дороги:

$$I_n = \frac{1 \cdot 0,12^3}{12} = 0,000144 \text{ м}^4$$

Цилиндрическая жесткость полотна дороги:

$$D = \frac{1500 \cdot 10^6 \cdot 0,000144}{1 - 0,3^2} = 237,36 \cdot 10^3 \text{ Н} \cdot \text{м}$$

Коэффициент жесткости полотна:

$$\alpha_{\text{жс}} = \sqrt[4]{\frac{1 \cdot 10^7 \cdot 1}{4 \cdot 237,36 \cdot 10^3}} = 1,8 \frac{1}{\text{м}}$$

$$a = \frac{3 \cdot 3,14}{4 \cdot 1,8} = 1,3 \text{ м}$$

Максимальное значение реакции основания φ_{max} имеет место в точках x_2 и x_3 , равных нулю, когда $\eta=1$:

$$\varphi_{x_{\text{max}}} = \frac{156 \cdot 1,8}{2 \cdot 1} = 140,4 \text{ кПа}$$

тогда нагрузка $q = \varphi_{x_{\text{max}}} = 140,4 \text{ кПа}$

Найдем $\sigma_{z_{\text{max}}}$ при $x=0$ и $z=H=3 \text{ м}$, решая тригонометрические функции в радианах:

					Технологические расчеты	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		68

$$\sigma_z = \frac{q}{\pi} \left(\operatorname{arctg} \frac{a-x}{z} + \operatorname{arctg} \frac{a+x}{z} \right) - \frac{2 \cdot a \cdot q \cdot z \cdot (x^2 - z^2 - a^2)}{\pi [(x^2 + z^2 - a^2)^2 + 4 \cdot a^2 \cdot z^2]}$$

$$\sigma_z = \frac{140,4}{3,14} \left(\operatorname{arctg} \frac{1,3}{3} + \operatorname{arctg} \frac{1,3}{3} \right) - \frac{2 \cdot 1,3 \cdot 140,4 \cdot 3 \cdot (-3^2 - 1,3^2)}{3,14 [(3^2 - 1,3^2)^2 + 4 \cdot 1,3^2 \cdot 3^2]} =$$

$$= 81,73 \text{ кПа}$$

Найдем $\sigma_{z\max}$:

$$\frac{z}{a} = \frac{3}{1,3} = 2,31 \rightarrow \frac{\sigma_{z\max}}{q} = 0,54 - \frac{0,54 - 0,397}{2 - 3} (2 - 2,31) = 0,4163 \rightarrow \sigma_{z\max} = 87,67 \text{ кПа}$$

Расчетное давление q_n от подвижного транспорта на футляр:

$$q_n = 1,4 \cdot 87,67 = 122,738 \text{ кПа}$$

Расчетное поперечное сжимающее усилие в наиболее напряженном сечении футляра, отнесенное к единице длины футляра, определяем по формуле (47):

$$N = -0,86(56,5896 + 122,738) = -154,2 \text{ кН/м}$$

Расчетный изгибающий момент в наиболее напряженном сечении футляра, отнесенный к единице его длины, определяем по формуле (48):

$$M = 0,25 \cdot 0,86^2 \cdot (56,5896 + 122,738 - 27,84) = 28,01 \text{ кН}.$$

Толщину стенки футляра находим из условия прочности по формуле (46):

$$\delta_\phi = \frac{154,2 \cdot 10^3}{2 \cdot 461 \cdot 10^6} + \sqrt{\left(\frac{154,2 \cdot 10^3}{2 \cdot 461 \cdot 10^6} \right)^2 + \frac{6 \cdot 28,01 \cdot 10^3}{461 \cdot 10^6}} = 15,8 \cdot 10^{-3} \text{ м} = 15,8 \text{ мм},$$

из конструктивных соображений принимаем толщину стенки футляра $\delta_\phi = 16$ мм [2, с. 670];

					Технологические расчеты	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		69

4. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение

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

В экономической части произведены расчеты эксплуатационных затрат на ремонт и устранение дефектов с проведением экономического сравнения перспективности ремонта дуговой наплавкой 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. Накладные расходы

Стоимость материалов и оборудования взята по прайс-листам оборудования заводов-изготовителей за 2017 год.

Результаты расчетов полной стоимости оборудования для ремонта приведены в таблице 11, 12.

Далее производим расчет амортизационных отчислений, результаты заносим в таблице 13, 14.

Согласно справочнику «Единые нормы и расценки на строительные, монтажные и ремонтно-строительные работы. Время на выполнение мероприятия представлено в таблице 10

						Капитальный ремонт магистрального газопровода [REDACTED] с переходом через автодорогу				
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>	Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение			<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Разраб.</i>	<i>Гавщук А. И.</i>								70	103
<i>Руковод.</i>	<i>Бурков П.В.</i>							3-2Б21 гр.		
<i>Консульт.</i>	<i>Глызина Т.С.</i>									
<i>И.О.Зав.Каф.</i>	<i>Бурков П.В.</i>									

Время на выполнение мероприятия

Операция	Общее время, ч
Подготовительные работы	16
Ремонтные работы	30
Заключительные работы	10
Итого:	56

4.1. Расчет амортизационных отчислений

Сумма амортизационных отчислений рассчитывается исходя из начальной стоимости оборудования и срока его эксплуатации согласно паспорту. Амортизация для оборудования газовой области рассчитывается по линейному способу.

Расчет амортизационных отчислений производится по формуле:

$$K = \frac{1}{n} * 100\%,$$

где К– норма амортизации в процентах к первоначальной стоимости объекта;

n - срок полезного использования объекта (в месяцах).

Расчет амортизационных отчислений для ремонта дуговой наплавкой

Наименование	Гарантийный срок эксплуатации (мес.)	Количество, шт	Балансовая стоимость, руб.	Сумма амортизации, руб.
Бульдозер «Komatsu D 63E-12»	120	1	2700000	22500
Экскаватор «Daewoo SOLAR L 180W-V»	180	1	4350000	24166,67
Сварочная машина «Lincoln Electric Invertec V350-PRO»	60	1	500000	8333,333
Самосвальная машина «Урал 5557-6121-74»	120	1	5600000	46666,67
Вахтовая машина «Урал 3255»	120	1	2000000	16666,67
Трассоискатель «ТИ-12»	60	1	30000	500
Передвижная электростанция	60	1	500000	8333,333
Итого:		6		136333

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

Расчет амортизационных отчислений для ремонта композитной муфтой

Наименование	Гарантийный срок эксплуатации (мес.)	Количество, шт	Балансовая стоимость, руб.	Сумма амортизации, руб.
Бульдозер «Komatsu D 63E-12»	120	1	2700000	22500
Экскаватор «Daewoo SOLAR L 180W-V»	180	1	4350000	24166,67
Сварочная машина «Lincoln Electric Invertec V350-PRO»	60	1	500000	8333,333
Самосвальная машина «Урал 5557-6121-74»	120	1	5600000	46666,67
Вахтовая машина «Урал 3255»	120	1	2000000	16666,67
Трассоискатель «ТИ-12»	60	1	30000	500
Компрессор «Compair Holman 51»	60	1	70000	1166,67
Передвижная электростанция	60	1	500000	8333,333
Итого:		6		137500

4.2. Расчет заработной платы для проведения работ

Таблица 13

Расчет заработной платы для проведения работ методом наплавки

Должность	Разряд	Количество, чел.	Норма времени на проведение мероприятия, ч.	Часовая тарифная ставка, руб.	Районный коэффициент, %	Заработная плата с учетом надбавок, руб.
Мастер	8	1	56	165	1,15	10626
Машинист бульдозера	6	1	56	150	1,15	9660
Машинист экскаватора	6	1	56	150	1,15	9660
Водитель вахтовой машины	5	1	56	130	1,15	8372
Водитель самосвальной машины	4	1	56	140	1,15	9016
Электросварщик	6	2	56	165	1,15	21252
Дефектоскопист	6	1	56	155	1,15	9982
Линейный трубопроводчик	4	2	56	145	1,15	18676
Итого		10				97244

					Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		74

Расчет заработной платы для проведения работ методом установки
композитной муфты

Должность	Разряд	Количество, чел.	Норма времени на проведение мероприятия, ч.	Часовая тарифная ставка, руб.	Районный коэффициент, %	Заработная плата с учетом надбавок, руб.
Мастер	8	1	48	165	1,15	10626
Машинист бульдозера	6	1	48	150	1,15	9660
Машинист экскаватора	6	1	48	150	1,15	9660
Водитель вахтовой машины	5	1	48	130	1,15	8372
Водитель самосвальной машины	4	1	48	140	1,15	9016
Электросварщик	6	2	48	165	1,15	21252
Дефектоскопист	6	1	48	155	1,15	9982
Линейный трубопроводчик	4	2	48	145	1,15	18676
Слесарь ремонтник	5	2	48	140	1,15	18032
Итого		8				115276

Зная общий фонд заработной платы, рассчитаем величину социальных отчислений, которые составляют 30% от заработной платы.

Социальные отчисления для метода дуговой наплавки = $50544 \cdot 0,3 = 15163$ руб.

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

Социальные отчисления для композитной муфты = $59280 \cdot 0,3 = 17784$ руб.

Далее определим стоимость основных и вспомогательных материалов для обоих вариантов.

4.3. Расчет стоимости материалов

Таблица 15

Материальные расходы для дуговой наплавки

Наименование материалов	Кол-во	Цена с НДС, руб.	Сумма, руб.
Изоляционная пленка, кг	60	250	15000
Комплект электродов, шт	100	1500	150000
Праймер, кг	5	237	1185
Итого:			166185

Таблица 16

Материальные расходы для композитной муфты

Наименование материалов	Кол-во	Цена с НДС, руб.	Сумма, руб.
Муфта, кг	3	200000	600000
Изоляционная пленка, кг	60	250	15000
Праймер, кг	5	237	1185
Композитный состав, л	30	528	15840
Растворитель, л	30	54	1620
Итого:			633645

Зная сумму прямых затрат, рассчитаем накладные расходы, которые составляют 20% от этих затрат:

Накладные расходы для метода дуговой наплавки =
 $(166185+97244+136333+15163) \cdot 0,2 = 15163$ руб.

Накладные расходы для композитной муфты =
 $(633645+115276+17784+137500) \cdot 0,2 = 15163$ руб.

4.4. Заключительный сравнительный анализ методов ремонта

Таблица 17

Смета затрат на устранение дефектов участка газопровода

№	Наименование статей	Ручная дуговая наплавка	Композитная муфта
		тыс. руб.	тыс. руб.
1	Материальные затраты	166,185	633,645
2	Оплата труда	97,244	115,276
3	Социальные отчисления	15,163	17,784
4	Амортизация	136,333	137,5
5	Накладные расходы	82,985	180,841
	Всего затрат:	497,9	1085

Таким образом, экономический расчет показал, что из представленных видов ремонта, более экономичным является ремонт ручной дуговой наплавкой.

5. Социальная ответственность

Введение

Для России трубопроводный транспорт как основное средство пополнения бюджета имеет весьма высокое значение. Сегодня он становится средоточием многих новейших достижений отечественной науки и техники.

Технологические требования к безопасности трубопроводных систем, которые были в СССР, устарели и неприменимы для современной России. У нее не только новая конституция, новые границы, но и новые угрозы энергобезопасности, новые угрозы трубопроводным системам. Исходя из требований к современным магистральным трубопроводам в этом разделе следует рассмотреть перечень актуальных вопросов.

В этом разделе рассматриваются такие вопросы:

- анализ опасных и вредных производственных факторов (производственная санитария)
- разработка мероприятий по снижению уровней воздействия и устранению влияния опасных и вредных производственных факторов на работающих (техника безопасности)
- безопасность в чрезвычайных ситуациях на магистральных трубопроводах
- экологическая безопасность магистральных трубопроводов.

5.1. Производственная безопасность.

Объекты газонефтепроводного транспорта, имеют опасные и вредные факторы и относятся к категории повышенной опасности. Безопасных и безвредных полностью производств практически не бывает, так как это сложно обеспечить экономически и это материально затратное, но можно

					Капитальный ремонт магистрального газопровода [REDACTED] с переходом через автодорогу			
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата				
Разраб.		Гавщук А.И.			Социальная ответственность	Лит.	Лист	Листов
Руковод.		Бурков П.В.					78	103
Консульт.		Гуляев М.В.				Группа 3-2Б21		
Зав. Каф.		Бурков П.В.						

свести к минимуму поражения или заболевания работающего с одновременным обеспечением комфорта при максимальной производительности труда.

5.1.1. Анализ выявленных вредных факторов при ремонте магистрального газопровода на участке перехода через автодорогу.

5.1.1.1. Отклонение показателей климата на открытом воздухе.

Климат представляет комплекс физических параметров воздуха, влияющих на тепловое состояние организма. К ним относят температуру, влажность, скорость движения воздуха, интенсивность радиационного излучения солнца, величину атмосферного давления [1].

При выполнении ремонтных работ по устранению дефектов нефтепровода оборудования размещено на открытых площадках.

Обслуживающему персоналу приходится работать при воздействии солнечных лучей, сильном ветре, при атмосферных осадках, в условиях низких и высоких температур от минус 30°С до плюс 40°С.

Профилактика перегревания осуществляется организацией рационального режима труда и отдыха путем сокращения рабочего времени для введения перерывов для отдыха в зонах с нормальным микроклиматом. От перегрева головного мозга предусматривают головные уборы, средства индивидуальной защиты.

5.1.1.2. Повышенный уровень шума

Источниками шума являются звуки, производимые работающими механизмами и агрегатами.

Действие шума на человека определяется влиянием на слуховой аппарат и многие другие органы и системы организма, в том числе и на нервную систему.

Уровень шума ниже 80 дБА обычно не влияет на органы слуха.

					Социальная ответственность	Лист
						79
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Длительное действие шума > 85 дБА в соответствии с нормативными документами СН 2.2.4/2.1.8.562-96 и ГОСТ 12.1.003-83 [4], приводит к постоянному повышению порога слуха, к повышению кровяного давления.

Источники шума: это технологический процесс, работа оборудования, работа техники.

Основные методы борьбы с шумом при выполнении ремонтных работ на магистральном газопроводе[6]:

- снижение шума в источнике (применение звукоизолирующих средств);
- снижение шума на пути распространения звука;
- средства индивидуальной защиты (СИЗ): наушники;
- использование средств автоматики для управления технологическими процессами;
- соблюдение режима труда и отдыха.

Вывод: при выполнении указанных мероприятий уровни звукового давления соответствуют допустимым.

5.1.1.3. Повышенная запыленность и загазованность воздуха рабочей зоны.

При ремонте газопровода образуются скопления газов, что может привести к отравлению рабочих [2].

Перед началом работ в ремонтном котловане переносным газоанализатором проверяется уровень загазованности воздушной среды. При этом содержание паров нефти и газов не должно превышать предельно-допустимой концентрации по санитарным нормам согласно таблице

Работа разрешается только после устранения опасных условий. В процессе работы следует периодически контролировать загазованность, а в случае необходимости - обеспечить принудительную вентиляцию.

Таблица 18

Предельно допустимые концентрации вредных веществ в воздухе рабочей зоны [14]

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

Вещества	Предельно допустимая концентрация, мг/м ³
Бензин – растворитель (в пересчете на углерод)	300
Керосин (в пересчете на углерод)	300
Сероводород в смеси с углеводородами C ₁ – C ₅	3
Углеводороды C ₁ – C ₁₀	300
Стирол	5
Перексид метилэтилкетона	5
Аэросил	1
Дибутилфталат	0,5
Метилэтилкетон	0,2
Диметиланилин	0,003
Перексид изопропилбензола	0,02
Ненасыщенная полиэфирная смола	6
Хлористый бензол	0,005
Амиловый спирт	0,002

5.1.1.4. Неудовлетворительное освещение рабочей зоны.

Виды освещения:

- Рабочее освещение,
- Аварийное освещение,
- Эвакуационное освещение,
- Охранное освещение,
- Дежурное освещение

Системы освещения:

- Система общего равномерного освещения,
- Система общего локализованного освещения,

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

- Система комбинированного освещения (к общему освещению добавляется местное),
- Переносное освещение [18].

Освещенность рабочих поверхностей мест производства работ, расположенных вне зданий, на этажерках вне зданий и под навесом, должна приниматься по таблице 19

Таблица 19

Разряд зрительной работы	Отношение минимального размера объекта различения к расстоянию от этого объекта до глаз работающего	Минимальная освещенность в горизонтальной плоскости, лк
IX	Менее $0,05 \times 10^{-2}$	50
X	От $0,5 \times 10^{-2}$ до 1×10^{-2}	30
XI	Св. 1×10^{-2} « 2×10^{-2}	20
XII	« 2×10^{-2} « 5×10^{-2}	10
XIII	« 5×10^{-2} « 10×10^{-2}	5
XIV	« 10×10^{-2}	2

Примечание - При опасности травматизма для работ XI-XIV разрядов освещенность следует принимать по смежному, более высокому разряду [19].

Источником повышенной радиации является излучение сварочной дуги. Интенсивность излучения сварочной дуги в оптическом диапазоне и его спектральный состав зависят от мощности дуги, применяемых сварочных материалов, защитных и плазмообразующих газов. При отсутствии защиты возможно поражение органов зрения (электроофтальмия, катаракта) и кожных покровов (эритемы, ожоги).

Меры защиты от повышенной яркости - необходимо глаза и лицо закрывать специальной маской или щитком со светофильтром.

Вывод: принятые меры защиты условий труда соответствуют допустимому (кл. 2). [20]

5.1.1.5. Повышенная напряжённость и тяжесть труда

Физическая нагрузка на верхние конечности возникают при ручном методе сварки, наплавки и резки металлов и зависит от массы и формы электрододержателей, горелок, резаков, гибкости и массы шлангов, проводов, длительности непрерывной работы. В результате перенапряжения могут возникать заболевания нервно-мышечного аппарата плечевого пояса.

Меры для снижения влияния физических нагрузок: необходимо соблюдение режима труда и отдыха, а также использование облегченного рабочего инструмента.

Вывод: при выполнении указанных мероприятий условия труда соответствуют допустимому (кл. 2). [20]

5.1.2. Анализ выявленных опасных факторов при ремонте магистрального газопровода на участке перехода через автодорогу

Опасными производственными факторами называются факторы, способные при определенных условиях вызывать острое нарушение здоровья и гибели человека [3].

5.1.2.1. Движущиеся машины и механизмы

В полевых условиях при ремонте трубопровода возможность получения механических травм очень высока. Повреждения могут быть разной тяжести вплоть до летального исхода, так как работа ведется с объектами большого веса. Для предотвращения повреждений необходимо соблюдать технику безопасности.

Мероприятия по обеспечению охраны труда, техники безопасности при проведении подготовительных и основных работ [10].

Организационные и технические меры по обеспечению безопасности, осуществляемые при подготовке объекта к проведению работ, применяемые средства коллективной и индивидуальной защиты, режим проведения работ, а

					<i>Социальная ответственность</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		83

также по оборудованию мест отдыха, приема пищи и санитарно – гигиенических норм.

До начала работ следует:

- оформить наряды – допуска на проведение газоопасных, огневых работ и работ повышенной опасности. Земляные работы, перевозка и транспортировка техники в охранной зоне нефтепровода, сварочно-монтажные работы, изоляционные работы, засыпка котлована;

- провести внеочередной инструктаж всем членам бригады по безопасным методам и приёмам ведения газоопасных, огневых работ и работ повышенной опасности, а также по правилам поведения во взрыво- и пожароопасной обстановке и других опасных условиях и обстоятельствах с росписью в журнале инструктажей на рабочем месте и наряде-допуске.

- Ознакомить всех руководителей, специалистов, механизаторов и бригадиров с данным Планом производства работ до начала работ, выборочно опросить персонал по усвоению требований безопасности отраженных в разделе;

- до начала работ установить наличие и обозначить знаками расположение всех коммуникаций в радиусе проведения работ;

- после доставки и расстановки всё электрооборудование, жилые вагоны, электрические аппараты следует заземлить;

- проверить взрывозащиту и изоляцию применяемого оборудования.

На весь период работ:

- в зоне производства работ организовать места для приема пищи, отдыха и санитарно – гигиенические зоны. Жилой городок расположить на расстоянии не менее 100 м от места производства работ;

- при сильном притоке грунтовых вод стенки ремонтного котлована должны крепиться металлическими или деревянными шпунтами, а при их отсутствии – деревянными сваями;

- всю гусеничную технику, используемую при производстве работ, оборудовать устройствами, предохраняющими от бокового скольжения;

					<i>Социальная ответственность</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		84

- проверить наличие спецодежды, спец обуви и СИЗ у исполнителей по видам работ (костюм х/б, костюм сварщика, противогаз шланговый, страховочный пояс, страховочная веревка, защитная каска и т.д.)

5.1.2.2. Утечки токсичных и вредных веществ в атмосферу

Защита органов зрения осуществляется с помощью различных предохранительных очков при выполнении технологических процессов (работа с ручным электроинструментом с образованием искр, работа с пескоструйным инструментом, различные слесарные работы).

Защита органов дыхания обеспечивается применением различного рода респираторов и противогазов там, где имеется вредность. (используются респираторы при газовой резке металла, работы с лакокрасочными материалами. Использование противогазов, при проведении газоопасных работ)

5.1.2.3. Поражение электрическим током.

Применяемое электрооборудование на участке ремонта магистрального газопровода. Автономное электрогенерирующее оборудование, воздушные линии электропередач, распределительные щиты, приборы освещения, сварочное оборудование, провода электрические, электрооборудование.

Класс опасности - зона В-I Г располагается непосредственно в местах повышенного скопления горючих газов, рядом с установками, содержащими опасные вещества. Согласно ПУЭ [21].

Опасность поражения электрическим током существует при работе с прорезными устройствами типа МРТ и при сварке.

Малое напряжение соответствует менее 50 В согласно [10].

Поражение человека электрическим током или электрической дугой может произойти в следующих случаях:

- При прикосновении человеком, неизолированного от земли, к нетоковедущим металлическим частям электроустановок, оказавшимся под

					<i>Социальная ответственность</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		85

напряжением из-за замыкания на корпус;

- При однофазном (однополюсном) прикосновении незащищенного от земли человека к незащищенным токоведущим частям электроустановок, находящихся под напряжением в результате нарушения изоляции.

- При повышенной влажности воздуха (более 75 %).

Мероприятия по снижению опасности поражения электрическим током:

Коллективная защита:

- Применение плакатов и знаков безопасности для предупреждения рабочих об опасности поражения электрическим током;

- Изоляция;
- Заземление;
- Зануление;
- Ограждение;
- Применение устройств УЗО.

Индивидуальная защита:

- Применение изолирующих защитных средств;
- Использование диэлектрических резиновых ковров;

Организационные мероприятия по созданию безопасных условий:

- инструктаж персонала;
- аттестация оборудования;
- соблюдение правил безопасности и требований при работе с электротехникой.

Вывод: в результате проведенных мероприятий по предупреждению поражения электрическим током человека, данная вероятность мала.

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

5.1.2.4. Пожарная и взрывная безопасность

При обеспечении пожарной безопасности ремонтных работ следует руководствоваться ППБ 01-03 [7], РД-13.220.00-КТН-367-06 [8] и другими утвержденными в установленном порядке региональными СНИП, НД, регламентирующими требования пожарной безопасности.

Места проведения ремонтных работ должны быть обеспечены первичными средствами пожаротушения:

- асбестовое полотно размеров 2х2 м – 2 шт.;
- огнетушители порошковые ОП-10 – 10 шт., или углекислотные ОУ-10 – 10 штук или один огнетушитель ОП-100 (ОП-50 2 шт.);
- лопаты – 2 шт.;
- ведра – 2 шт.;
- топор, лом – по 1 шт.

Все работники должны допускаться к работе только после прохождения противопожарного инструктажа, а при изменении специфики работы проходить дополнительное обучение по предупреждению и тушению возможных пожаров в порядке, установленном руководителем.

Вся передвижная техника в охранной зоне МГ должна быть обеспечена искрогасителями заводского изготовления.

Самоходная техника, сварочные агрегаты, компрессоры, задействованные в производстве подготовительных и огневых работ, должны быть обеспечены не менее чем двумя огнетушителями ОУ-10, ОП-10 (каждая единица техники).

В помещениях на видных местах должны быть вывешены таблички с указанием порядка вызова пожарной охраны.

Приказом должен быть установлен соответствующий противопожарный режим, в том числе:

- определены места и допустимое количество одновременно находящихся в помещениях материалов;

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

- установлен порядок уборки горючих отходов, хранения промасленной спецодежды;
- определен порядок обесточивания электрооборудования в случае пожара и окончания рабочего дня;
- регламентированы: порядок проведения временных огневых и других пожароопасных работ, порядок осмотра и закрытия помещений после окончания работы, действия работников при обнаружении пожара;
- определен порядок и сроки прохождения противопожарного инструктажа и занятий по пожарно-техническому минимуму, а также назначены ответственные за их проведение.

Руководитель работ по ремонту нефтепровода должен совместно с работниками пожарной охраны определить места установки противопожарного оборудования и обеспечить необходимым противопожарным инвентарем.

Горючие отходы и мусор следует собирать на специально выделенных площадках в контейнеры или ящики, а затем вывозить.

Применение в процессах производства материалов и веществ с неустановленными показателями их пожаро-взрывоопасности или не имеющих сертификатов, а также их хранение совместно с другими материалами и веществами не допускается.

Объект необходимо обеспечить прямой связью с ближайшим подразделением пожарной охраны или оператором НПС.

Спецодежда лиц, работающих с маслами, лаками, красками должна храниться в подвешенном виде в металлических шкафах, установленных в специально отведенных для этой цели местах.

При работе категорически запрещается курить на рабочем месте.

На рабочих местах должны быть вывешены предупредительные надписи: “Не курить”, “Огнеопасно”, “Взрывоопасно”.

В случае возникновения пожара использовать пенные, порошковые, углекислотные огнетушители или приспособления для распыления воды.

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

Меры пожарной безопасности при проживании в полевом городке и на месте производства работ

Все проживающие в вагонах-домиках обязаны ознакомиться с инструкцией о мерах пожарной безопасности, которая вывешивается в каждом вагоне на видном месте.

На территории полевого городка должно быть выделено место для курения, согласованное с пожарной охраной или с лицом, ответственным за пожарную безопасность городка, обозначенное табличкой с надписью: “Место для курения” и оборудованное емкостью с водой.

Каждый вагон-домик должен быть укомплектован первичными средствами пожаротушения, согласно нормам.

При эксплуатации электронагревателя, установленного в вагоне-домике, необходимо соблюдение следующих мер безопасности:

- перед началом работы бак полностью залить водой;
- проверить плотность соединений (подтекание воды не допускается).

На территории полевого городка и в вагоне-домике запрещается:

- загромождать проезды, подъезды, разрывы между вагончиками материалами, оборудованием, механизмами;
- оставлять на открытых площадках баллоны со сжатым и сжиженным газом, емкости с ЛВЖ и ГЖ;
- разводить костры, применять открытый огонь;
- в вагонах-домиках загромождать основные и запасные эвакуационные выходы, хранить в помещениях взрывчатые вещества, ЛВЖ и ГЖ;
- применять самодельные нагревательные приборы;
- пользоваться электропроводкой с поврежденной изоляцией;
- применять самодельные плавкие вставки;
- оставлять без присмотра включенные в сеть электроприборы;
- эксплуатировать электро-водонагреватели со снятым защитным колпаком;
- осматривать и ремонтировать бытовые электроприборы под напряжением;

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

- применять для освещения свечи и другие источники огня;
- включать в сеть бытовые электроприемники без штепсельного соединения заводского изготовления;
- сушить спецодежду и другие СИЗ на поверхности нагревательных приборов;
- перегружать электросеть свыше установленной мощности (более 10 кВт).

Меры пожарной безопасности при выполнении земляных работ

Работы, связанные с возможным выделением взрывоопасных продуктов, должны выполняться с применением инструмента, не дающего искр, в соответствующей спецодежде и спецобуви, не имеющей металлических подков.

Место проведения газоопасной работ должно быть обозначено (ограждено), а при необходимости выставлены посты с целью исключения пребывания посторонних лиц в опасной зоне.

Меры пожарной безопасности при производстве изоляционных работ

Запрещается применение открытого огня при очистке нефтепровода от изоляции.

При работе с грунтовками и растворителями запрещается:

- применять этилированный бензин и бензол;
- хранить и транспортировать их в открытой таре;
- бросать заполненную тару при погрузке и выгрузке, вывинчивать пробки и открывать крышки, ударяя по ним металлическими предметами, вызывающими искрообразование;
- перемешивать и переливать их ближе 50 м от открытого огня.

В месте приготовления битумно-полимерной мастики постоянно должен находиться комплект противопожарных средств:

- ящик с сухим песком;
- лопаты;
- технический войлок, брезент или асбестовое полотно;

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

- углекислотный огнетушитель ОУ-10.

5.2. Экологическая безопасность

При выполнении ремонтных работ на линейной части газопровода необходимо соблюдать требования по защите окружающей среды, условия землепользования, установленные законодательством по охране природы, СНиП 12-01-2004, СНиП III-42-80*, ВСН 012-88 (глава 9), и другими нормативными документами.

Перед началом производства работ следует выполнить следующие работы:

- оформить в природоохранных органах все разрешения, согласования и лицензии, необходимые для производства работ по данному объекту;
- заключить договора со специализированными организациями на сдачу отходов, нефтезагрязненного грунта, сточных вод, образующихся в процессе производства работ;
- оборудовать места временного размещения отходов в соответствии с нормативными требованиями.

При организации ремонта необходимо осуществлять мероприятия и работы по охране окружающей среды, которые должны включать предотвращение потерь природных ресурсов, предотвращение попадания загрязняющих веществ в почву, водоемы и атмосферу.

Виды воздействий на природную среду в период ремонтных работ:

- Загрязнение выбросами выхлопных газов от строительной техники при производстве работ;
- Выбросы при производстве изоляционных работ;
- Образование и размещение отходов, образующихся при ремонте.

Перед началом работ необходимо обеспечить наличие отвода земельного участка. С целью уменьшения воздействия на окружающую среду все работы должны выполняться в пределах полосы отвода земли.

					Социальная ответственность	Лист
						91
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Для снижения воздействия на поверхность земель предусмотрены следующие мероприятия:

- минимально необходимые размеры котлована;
- своевременная уборка мусора и отходов для исключения загрязнения территории отходами производства;
- запрещение использования неисправных, пожароопасных транспортных и строительно-монтажных средств;
- применение строительных материалов, имеющих сертификат качества;
- выполнение работ, связанных с повышенной пожароопасностью, специалистами соответствующей квалификации.

Загрязнение атмосферного воздуха в период ремонтных работ происходит за счет неорганизованных выбросов и является кратковременным.

К загрязняющим веществам относятся продукты неполного сгорания топлива в двигателях строительных машин и механизмов, вещества, выделяющиеся при сварке труб, выполнении изоляционных работ.

Мероприятия, направленные на защиту атмосферного воздуха в зоне производства работ:

- осуществлять периодический контроль за содержанием загрязняющих веществ в выхлопных газах;
- для уменьшения выбросов ЗВ от автотранспорта необходимо в период ремонтных работ обеспечить контроль топливной системы механизмов и системы регулировки подачи топлива, обеспечивающих полное его сгорание;
- допускать к эксплуатации машины и механизмы в исправном состоянии, особенно тщательно следить за состоянием технических средств, способных вызывать загорание естественной растительности.

Загрязнение атмосферы в период производства работ носит временный обратимый характер.

					<i>Социальная ответственность</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		92

Производственные и бытовые стоки, образующиеся на строительной площадке, должны очищаться и обезвреживаться в порядке, предусмотренном проектом организации строительства и проектами производства работ.

Сельскохозяйственные и лесные угодья должны быть возвращены в состояние, пригодное для использования по назначению и сданы землепользователю.

По окончании ремонтных работ должна быть проведена рекультивация нарушенных земель согласно РД 39-00147105-006-97.

При невозможности восстановления коренной растительности необходимо создать ее искусственные формы посевом быстрорастущих видов трав с развитой корневой системой.

Природовосстановительные работы считаются завершенными, если отсутствуют:

- участки с невосстановленным растительным покровом;
- места, загрязненные нефтью, горюче-смазочными материалами, строительными и бытовыми отходами;
- места разрушения естественного ландшафта.

Все образовавшиеся отходы производства, при выполнении работ (огарки сварочных электродов, окалину, абразивный материал, ТБО, снятую гидроизоляцию труб, загрязненную ветошь, промывочные растворы, остатки композиционных материалов и упаковки) собрать и разместить в контейнеры для временного хранения и дальнейшей утилизации в соответствии с требованиями РД 153-39.4-115-01[5].

5.3. Безопасность в чрезвычайных ситуациях

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

- паводковые наводнения;
- лесные пожары;
- террористические акты;

					Социальная ответственность	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		93

- по причинам техногенного характера (аварии) и др.

Аварии могут привести к чрезвычайным ситуациям.

Возможными причинами аварий могут быть:

- ошибочные действия персонала при производстве работ;
- отказ приборов контроля и сигнализации;
- отказ электрооборудования и исчезновение электроэнергии;
- производство ремонтных работ без соблюдения необходимых организационно-технических мероприятий;
- старение оборудования (моральный или физический износ);
- коррозия оборудования;
- гидравлический удар;
- факторы внешнего воздействия (ураганы, удары молнией и др.).

Одними из примеров чрезвычайных ситуаций могут быть пожары или взрывы при проведении работ в газоопасных местах при капитальном ремонте магистрального газопровода. Данные пожары и взрывы относятся к чрезвычайным ситуациям техногенного характера.

С целью предотвращения чрезвычайных ситуаций, связанных с возникновением взрывов или пожаров необходимо применить следующие меры безопасности [1]:

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

					Социальная ответственность	Лист
						94
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

5.4. 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»
- ОСТ 51.81.82 ССБТ «Охрана труда в газовой промышленности»
- 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.
- ГОСТ 12.2.003-91 ССБТ. Оборудование производственное. Общие требования безопасности.
- СНиП 23-03-2003 Строительные нормы и правила "Защита от шума"

					<i>Социальная ответственность</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		95

- СН 2.2.4/2.1.8.562-96 «Шум на рабочих местах, в помещениях жилых, общественных зданий и на территории жилой застройки».
- Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности. – М.: НПО ОБТ, 2001. 258 с.
- ГОСТ 12.1.007–76 ССБТ. Вредные вещества. Классификация и общие требования безопасности;
- СНиП 23-05-95 Естественное и искусственное освещение.
- Федеральный закон "О специальной оценке условий труда" от 28.12.2013 N 426-ФЗ
- ГОСТ 12.0.003-2015 «Система стандартов по безопасности труда. Опасные и вредные производственные факторы. Классификация».
- РД 09-364-00 «Типовая инструкция по организации безопасного проведения огневых работ на взрывоопасных взрывопожароопасных объектах»;
- РД 39–132– 94: «Правила по эксплуатации, ревизии, ремонту и отбраковке нефтепромысловых трубопроводов»
- ГОСТ 12.0.003-74 «Опасные и вредные факторы».
- ГОСТ 12.1.003-83 «Шум. Общие требования безопасности».
- ГОСТ 12.1.012-90 «Вибрационная безопасность».
- ГОСТ 12.1.004-91 «Пожарная безопасность».
- ГОСТ 12.1.005-88 «Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны».
- ГОСТ 12.3.009-76 «Работы погрузочно-разгрузочные».

Вывод: При выполнении ремонтных работ на месте проведения уровни звукового давления соответствуют допустимым. Концентрации вредных веществ в рабочей зоне не превышают предельно допустимые концентрации и соответствуют нормам (не превышают 300 мг/м³). Степень риска производственного травматизма сведена к минимуму.

					Социальная ответственность	Лист
						96
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Использование системы вентиляции, аспирации, а также герметизации внутренней полости газопровода снизит концентрацию ПДК в рабочей зоне при выполнении ремонтных работ.

					Социальная ответственность	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		97

Список литературы

1. Бородавкин П.П., Березин В.Л. Сооружение магистральных трубопроводов: Учебник для вузов. - 2-е изд., переработанное и дополненное. - М.: Недра, 1987.- 471 с.
2. Типовые расчеты при сооружении и ремонте газонефтепроводов: Учебное пособие / Л.И. Быков, Ф.М. Мустафин, С.К. Рафиков и др. - Санкт-Петербург: Недра, 2006.- 824 с., ил.
3. Бабин Л.А., Григоренко П.Н., Ярыгин Е.Н. Типовые расчёты при сооружении трубопроводов: Учебное пособие для вузов. - М.: Недра, 1995.- 246с., ил.
4. Безопасность жизнедеятельности: Учебник для вузов / С.В. Белов, А.В. Ильницкая, А.Ф. Козьякова и др. - Москва: Высшая школа, 2001.- 485 с., ил.
5. Учебно-методическое пособие к разработке и оформлению учебной документации по специальности 0907 «Проектирование, сооружение и эксплуатация газонефтепроводов и газонефте хранилищ». - Уфа: Издательство Уфимского государственного нефтяного технического университета, 2000. - 137с.
6. СНиП 2.04.12-86. Расчёт на прочность стальных трубопроводов / Минстрой России.- М.: ГУПЦ ПП, 1986.- 52 с.
7. СНиП 2.04.07-85. Нагрузки и воздействия / Минстрой России.- М.: ГУПЦ ПП, 1985.-41 с.
8. СНиП 2.03.01-99. Строительная климатология / Госстрой России. - М.: ГУПЦ ПП, 2000.- 48 с.
9. Закон «О санитарно - эпидемиологическом благополучии населения Российской Федерации» от 7 августа 1996г. №18.

						Капитальный ремонт магистрального газопровода ██████████ с переходом через автодорогу		
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата				
Разраб.	Гаецук А.И.				Список литературы	Лит.	Лист	Листов
Руковод.	Бурков П.В.						98	138
Консульт.						Группа 3-2521		
Зав. Каф.	Бурков П.В.							

10. СНиП 11-01-05 Охрана окружающей среды / Госстрой России. - М.: ГУПЦ ПП, 2000.- 58 с.
11. Пособие к СНиП 11-01-05 по разработке раздела «Охрана окружающей среды» / Госстрой России. - М.: ГУПЦ ПП, 2000.- 32 с.
12. СанПиН 2.16.575-96 Гигиенические требования к охране атмосферного воздуха населённых мест / Госкомсанэпиднадзора.-М.: ГУПЦ ПП, 1996.-24 с.
13. СанПиН 2.2.1/2.1.1984-00 Санитарно защитные зоны и санитарная классификация предприятий, сооружений и иных объектов / Госкомсанэпиднадзора. - М.: ГУПЦ ПП, 2000.- 47 с.
14. ВСН 014-89 Строительство магистральных и промысловых газопроводов. Охрана окружающей среды. / Миннефтегазстрой.- М.: ГУПЦ ПП, 1989.- 40 с.
15. ВСН 179-85 Инструкция по рекультивации земель / Миннефтегазстрой.- М.: ГУПЦ ПП, 1986.- 51 с.
16. ГОСТ 17.5.1.02-85 Охрана природы, земли. Классификация нарушенных земель для рекультивации / Минсельхоз.- М.: ГУПЦ ПП, 1986.- 9 с.
17. ГОСТ 17.4.3.02-85 Охрана природы. Почвы. Требования к охране плодородного слоя земли при производстве строительных работ / Минсельхоз.- М.: ГУПЦ ПП, 1987.- 2 с.
18. ГОСТ 17.5.04-83 Охрана природы, земли. Общие требования к рекультивации земель / Минсельхоз.- М.: ГУПЦ ПП, 1984.- 7 с.
19. СНиП 2.05.06.-85* Магистральные трубопроводы / Госстрой России.- М.: ГУПЦ ПП, 2000.- 71 с.
20. СНиП Ш-42-80* Магистральные трубопроводы. Правила производства и приемки работ. / Госстрой России.- М.: ГУПЦ ПП, 2000.- 38 с.
21. СНиП 3.01.01.-85* Организация строительного производства / Госстрой России.- М.: ГУПЦ ПП, 1995.- 28 с.

					Список литературы	Лист
						99
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

22. РД 51-108-86 Инструкция по технологии сварки и резки труб при производстве ремонтно-восстановительных работ на магистральных газопроводах / Газпром.-М.: 1996.- 51 с.

23. Мустафин Ф.М. Защита трубопроводов от коррозии / Ф.М. Мустафин, Л.И. Быков, А.Г. Гумеров. - СПб.: Недра, 2007. - Том 2. - 708 с.

24. СТО Газпром 2-2.2-116-2007. Инструкция по технологии производства работ на газопроводах врезкой под давлением.

25. Этап 1. Новые технологические решения, применяемые при ремонте магистральных газопроводов // Информационно-аналитический обзор «Отечественный и зарубежный опыт сооружения, эксплуатации, ремонта и реконструкции магистральных газопроводов». - 2006. - 95 с.

26. ВСН 39-1.10-001-99. Инструкция по ремонту дефектных труб магистральных газопроводов полимерными композиционными материалами. -М.: ОАО «Газпром», 2000.

27. Романцов СВ. Экспериментальные исследования и практические разработки по стеклопластиковым муфтам в ООО «Севергазпром» // НТИС. Транспорт и подземное хранение газа. - 2005. - № 5.

28. Пат. 2219423 RU, F16L 55/175. Полимерная муфта для ремонта труб с локальными коррозионными дефектами и способ ее установки / Ю.М. Шарыгин, Ю.А. Теплинскиц, И.В. Максютин и др. (Россия). - № 2001120673/06; Заявлено 23.07.2001; Оpubл. 20.12.2003, Бюл. № 35.

29. СТП 8828-168-04. Методы ремонта дефектных участков газопроводов диаметром 1020[^]-1420 мм стеклопластиковыми муфтами с резьбовой затяжкой. -Ухта: ООО «Севергазпром», 2004.

30. Кифнер Д.Ф. Ремонт дефектов трубопроводов полноохватывающими муфтами // The Welding Journal. - 1977.

					Список литературы	Лист
						100
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

31. Майский А. А. Применение сварки при устранении дефектов на действующих трубопроводах / А.А. Майский, А.Г. Гумеров и др. // Сер. Транспорт и хранение нефти и нефтепродуктов. - 1980. - № 14. - С. 52.

32. Мазель А.Г. Работоспособность сварных муфт для ремонта дефектов трубопроводов под давлением / А.Г. Мазель, Л.А. Гобарев и др. // Строительство трубопроводов. - 1996. - № 1. - С. 16-22.

33. Собачкин А.С. Особенности технологии сварочных работ при ремонте нефтепроводов без остановки перекачки: Диссертация на соискание ученой степени кандидата технических наук. - Уфа, 1997 г.

34. Березин В.Л. Выбор технологии заправки каверн на магистральных нефтепроводах при капитальном ремонте // Известия ВУЗов. Нефть и газ. - 1964. -№11.-С. 71-75.

35. Владимирский Т.А. Справочник по сварке / Т.А. Владимирский, Р.В. Вроблевский, Л.В. Глебов и др. - М: Машиностроение, 1961. - Т. 1. - Гл. 3. - С. 9-50.

36. Исследования в области надежности и эффективности эксплуатации магистральных нефтепроводов: Сб. науч. тр. - Уфа: ВНИИСПТнефть, 1987. - С. 31,37.

37. СТО Газпром 14-2005. Типовая инструкция по безопасному ведению огневых работ на газовых объектах ОАО «Газпром».

38. СТО Газпром 2-2.3-115-2007. Инструкция по сварке магистральных газопроводов с рабочим давлением до 9,8 МПа включительно.

39. СТО Газпром 2-2.2-136-2007. Инструкция по технологиям сварки при строительстве и ремонте промысловых и магистральных газопроводов. Часть II.

40. Применение сварки при устранении дефектов на действующих трубопроводах / А.А. Майский, А.Г. Гумеров и др. // Сер. Транспорт и хранение нефти и нефтепродуктов. - 1980. - № 14. - 52 с.

					Список литературы	Лист
						101
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

41. Мазель А.Г. Работоспособность сварных муфт для ремонта дефектов трубопроводов под давлением / А.Г. Мазель, Л.А. Гобарев и др. // Строительство трубопроводов. - 1996. - № 1. - С. 16-22.

42. РД 51-00158623-09-95 Технология производства работ на газопроводах врезкой под давлением, включая огневые работы / Газпром.-М.: 1994.- 81 с.

43. 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.).

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

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

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

47. Инструкции по технике безопасности предприятия.

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

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

50. ОСТ 51.81.82 ССБТ «Охрана труда в газовой промышленности»

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

52. 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.).

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

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

					Список литературы	Лист
						102
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

55. ГОСТ 12.2.003-91 ССБТ. Оборудование производственное. Общие требования безопасности.

56. СНиП 23-03-2003 Строительные нормы и правила "Защита от шума"

57. СН 2.2.4/2.1.8.562-96 «Шум на рабочих местах, в помещениях жилых, общественных зданий и на территории жилой застройки».

58. Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности. –

59. М.: НПО ОБТ, 2001. 258 с.

60. ГОСТ 12.1.007–76 ССБТ. Вредные вещества. Классификация и общие требования безопасности;

61. СНиП 23-05-95 Естественное и искусственное освещение.

62. Федеральный закон "О специальной оценке условий труда" от 28.12.2013 N 426-ФЗ

63. ГОСТ 12.0.003-2015 «Система стандартов по безопасности труда. Опасные и вредные производственные факторы. Классификация».

64. РД 09-364-00 «Типовая инструкция по организации безопасного проведения огневых работ на взрывоопасных взрывопожароопасных объектах»;

65. РД 39–132– 94: «Правила по эксплуатации, ревизии, ремонту и отбраковке нефтепромысловых трубопроводов»

66. ГОСТ 12.0.003-74 «Опасные и вредные факторы».

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

68. ГОСТ 12.1.012-90 «Вибрационная безопасность».

69. ГОСТ 12.1.004-91 «Пожарная безопасность».

70. ГОСТ 12.1.005-88 «Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны».

71. ГОСТ 12.3.009-76 «Работы погрузочно-разгрузочные».

72. СТО Газпром 2-2.3-231-2010. Правила производства работ при капитальном ремонте линейной части магистральных газопроводов ОАО «Газпром».

					Список литературы	Лист
						103
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		