

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

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

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

Тема работы
«Технология проведения капитального ремонта магистрального газопровода Нижневартовский газоперерабатывающий завод-Парабель»

УДК 622.691.4.053-049.32(571.1)

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б5А	Абдуллаев А.А.		11.06.2020

Руководитель

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
доцент	Саруев А.Л.	к.т.н, доцент		11.06.2020

КОНСУЛЬТАНТЫ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
доцент	Рыжакина Т.Г.	к.э.н, доцент		11.06.2020

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
ассистент	Сечин А.А.	к.т.н, ассистент		11.06.2020

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

Руководитель ООП	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
ОНД ИШПР	Брусник О.В.	к.п.н, доцент		11.06.2020

Планируемые результаты обучения

<i>Код результата</i>	<i>Результат обучения (выпускник должен быть готов)</i>	<i>Требования ФГОС, критериев и/или заинтересованных сторон</i>
<i>В соответствии с универсальными, общепрофессиональными и профессиональными компетенциями</i>		
<i>Общие по направлению подготовки 21.03.01 «Нефтегазовое дело»</i>		
P1	Применять базовые естественнонаучные, социально-экономические, правовые и специальные знания в области нефтегазового дела, самостоятельно учиться и непрерывно повышать квалификацию в течение всего периода профессиональной деятельности	<i>Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (УК-1, УК-2, УК-6, УК-7, ОПК-1, ОПК-2), (ЕАС-4.2, АВЕТ-3А, АВЕТ-3i).</i>
P2	Решать профессиональные инженерные задачи на основе информационной и библиографической культуры с применением информационно-коммуникационных технологий и с учетом основных требований информационной безопасности	<i>Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (УК-2, УК-3, УК-4, УК-5, УК-8, ОПК-2, ОПК-6, ОПК-7).</i>
<i>в области производственно-технологической деятельности</i>		
P3	Применять процессный подход в практической деятельности, сочетать теорию и практику при эксплуатации и обслуживании технологического оборудования нефтегазовых объектов	<i>Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (УК-1, УК-2, ОПК-2, ОПК-3, ОПК-5, ПК-1, ПК-2, ПК-3, ПК-6, ПК-7, ПК-8, ПК-9, ПК-10, ПК-11).</i>
P4	Оценивать риски и определять меры по обеспечению безопасности технологических процессов в практической деятельности и применять принципы рационального использования природных ресурсов и защиты окружающей среды в нефтегазовом производстве	<i>Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (УК-8, ОПК-6, ПК-12, ПК-13, ПК-14, ПК-15).</i>
<i>в области организационно-управленческой деятельности</i>		
P5	Эффективно работать индивидуально и в коллективе по междисциплинарной тематике, организовывать работу первичных производственных подразделений, используя принципы менеджмента и управления персоналом и обеспечивая корпоративные интересы	<i>Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (УК-3, УК-8, ОПК-3, ОПК-7, ПК-16, ПК-17, ПК-18), (ЕАС-4.2-h), (АВЕТ-3d).</i>
P6	Участвовать в разработке организационно-технической документации и выполнять задания в области сертификации нефтегазопромышленного оборудования	<i>Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (УК-2, ОПК-1, ОПК-2, ОПК-7, ПК-19, ПК-20, ПК-21, ПК-22).</i>
<i>в области экспериментально-исследовательской деятельности</i>		
P7	Получать, систематизировать необходимые данные и проводить эксперименты с использованием современных методов моделирования и компьютерных технологий для решения расчетно-аналитических задач в области нефтегазового дела	<i>Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (УК-1, УК-2, ОПК-4, ОПК-5, ОПК-6, ПК-23, ПК-24, ПК-25, ПК-26).</i>
<i>в области проектной деятельности</i>		
P8	Использовать стандартные программные средства для составления проектной и рабочей и технологической документации объектов бурения нефтяных и газовых скважин, добычи, сбора, подготовки, транспорта и хранения углеводородов	<i>Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (УК-2, ОПК-3, ОПК-5, ОПК-6, ПК-27, ПК-28, ПК-29, ПК-30), (АВЕТ-3с), (ЕАС-4.2-e).</i>
<i>Профиль «Эксплуатация и обслуживание объектов транспорта и хранения нефти, газа и</i>		

<i>Код результата</i>	<i>Результат обучения (выпускник должен быть готов)</i>	<i>Требования ФГОС, критериев и/или заинтересованных сторон</i>
продуктов переработки»		
Р9	Применять диагностическое оборудование для проведения технического диагностирования объектов ЛЧМГ и ЛЧМН	<i>Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (ОПК-4, ОПК-5, ПК-9, ПК-14), требования профессионального стандарта 19.016 "Специалист по диагностике линейной части магистральных газопроводов".</i>
Р10	Выявлять неисправности трубопроводной арматуры, камер пуска и приема внутритрубных устройств, другого оборудования, установленного на ЛЧМГ и ЛЧМН	<i>Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (ОПК-5, ОПК-6, ПК-9, ПК-11), требования профессионального стандарта 19.010 "Специалист по транспортировке по трубопроводам газа".</i>
Р11	Оценивать результаты диагностических обследований, мониторингов, технических данных, показателей эксплуатации объектов ЛЧМГ и ЛЧМН	<i>Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (ОПК-6, ОПК-7, ПК-4, ПК-7, ПК-13), требования профессионального стандарта 19.010 "Специалист по транспортировке по трубопроводам газа".</i>

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

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

УТВЕРЖДАЮ:
 Руководитель ООП ОНД ИШПР

 (Подпись) _____ Брусник О.В.
 (Ф.И.О.) (Дата)

**ЗАДАНИЕ
на выполнение выпускной квалификационной работы**

В форме:

бакалаврской работы

Студенту:

Группа	ФИО
3-2Б5А	Абдуллаев Абдулла Аббасович

Тема работы:

«Технология проведения капитального ремонта магистрального газопровода Нижневартовский газоперерабатывающий завод-Парабель»

Утверждена приказом директора (дата, номер)

28.02.2020 №59-110/С

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.).

Объект исследования магистральный газопровод «НВПЗ-Парабель». Методы капитального ремонта магистрального газопровода.

<p>Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов</p> <p><i>(аналитический обзор по литературным источникам с целью выяснения достижений мировой науки техники в рассматриваемой области; постановка задачи исследования, проектирования, конструирования; содержание процедуры исследования, проектирования, конструирования; обсуждение результатов выполненной работы; наименование дополнительных разделов, подлежащих разработке; заключение по работе).</i></p>	<p>1.Общая характеристика магистрального газопровода «НВГПЗ-Парабель».</p> <p>2.Обоснование необходимости проведения капитального ремонта МГ.</p> <p>3.Расчетная часть.</p> <p>4.Технологическая часть.</p> <p>5.Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение.</p> <p>6.Социальная ответственность.</p>
--	--

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

<p>Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы <i>(с указанием разделов)</i></p>
--

Раздел	Консультант
«Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»	Рыжакина Татьяна Гавриловна
«Социальная ответственность»	Сечин Андрей Александрович

<p>Названия разделов, которые должны быть написаны на русском и иностранном языках:</p>

<p>Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику</p>	02.03.2020.
--	-------------

Задание выдал руководитель:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
доцент	Саруев Алексей Львович	к.т.н, доцент		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б5А	Абдуллаев Абдулла Аббасович		

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

Инженерная школа природных ресурсов (ИШПР)
 Направление подготовки (специальность) 21.03.01 «Нефтегазовое дело»
Профиль «Эксплуатация и обслуживание объектов транспорта и хранения нефти, газа и продуктов переработки»
 Уровень образования бакалавриат
 Отделение нефтегазового дела
 Период выполнения _____ (осенний / весенний семестр 2019/2020 учебного года)

Форма представления работы:

бакалаврская работа

КАЛЕНДАРНЫЙ РЕЙТИНГ-ПЛАН
выполнения выпускной квалификационной работы

Срок сдачи студентом выполненной работы:

Дата контроля	Название раздела (модуля) / вид работы (исследования)	Максимальный балл раздела (модуля)
20.01.2020	<i>Топографические -климатические условия</i>	10
12.02.2020	<i>Обоснования для необходимости капитального ремонта</i>	20
25.02.2020	<i>Расчетная часть</i>	10
14.03.2020	<i>Техническая часть</i>	25
30.03.2020	<i>Финансовый менеджмент</i>	10
15.04.2020	<i>Социальная ответственность</i>	10
02.05.2020	<i>Заключение</i>	5
20.05.2020	<i>Презентация</i>	10

Составил преподаватель:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Саруев А.Л.	к.т.н, доцент		

СОГЛАСОВАНО:

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

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

Студенту:

Группа	ФИО
3-2Б5А	Абдуллаев Абдулла Аббасович

Инженерная школа	Природных ресурсов	Отделение	Нефтегазовое дело
Уровень образования	Бакалавриат	Направление/специальность	Эксплуатация и обслуживание объектов транспорта и хранения нефти, газа и продуктов переработки

Исходные данные к разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»:	
1. Стоимость ресурсов научного исследования (НИ): материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих	1. Литературные источники. 2. Методические указания по разработке раздела. 3. Нормативные справочники. 4. Налоговый кодекс РФ
2. Нормы и нормативы расходования ресурсов	
3. Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования	
Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:	
1. Оценка коммерческого потенциала, перспективности и альтернатив проведения НИ с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения	Проведение предпроектного анализа. Определение целевого рынка и проведение его сегментирования. Выполнение SWOT-анализа проекта
2. Планирование процесса управления НИ: структура и график проведения, бюджет и риски	Составление календарного плана проекта. Определение бюджета НИ
3. Определение ресурсной (ресурсосберегающей), финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности	1. Расчет показателей ресурсоэффективности. 2. Определение интегрального показателя эффективности научного исследования

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

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Рыжакина Т.Г.	к.э.н.		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б5А	Абдуллаев А.А.		

**ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА
«СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»**

Студенту:

Группа	ФИО
3-2Б5А	Абдуллаев Абдулла Аббасович

Школа	Природных ресурсов	Отделение (НОЦ)	Эксплуатация и обслуживание объектов транспорта и хранения нефти, газа и продуктов переработки
Уровень образования	Бакалавриат	Направление/специальность	Нефтегазовое дело

Тема ВКР:

Технология проведения очистки внутренней полости магистрального нефтепровода с участками разного диаметра

Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:	
1. Характеристика объекта исследования (вещество, материал, прибор, алгоритм, методика, рабочая зона) и области его применения	<i>Проведение работ по капитальному ремонту магистрального газопровода это комплекс определённых мер: внутритрубной инспекции участка трубопровода, а также анализ выявленных дефектов и проведение самого капитального ремонта.</i>
Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:	
1. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности: <ul style="list-style-type: none"> – специальные (характерные при эксплуатации объекта исследования, проектируемой рабочей зоны) правовые нормы трудового законодательства; – организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны. 	<i>ГОСТ Р 22.0.02-2016 ГОСТ 12.0.004-2015 ССБТ СП 18.13330.2011 ГОСТ 12.0.003-2015 ССБТ ГОСТ 12.1.005-88 с измен. 2000 ГОСТ Р 12.4.236-2011</i>
2. Производственная безопасность: 2.1. Анализ выявленных вредных и опасных факторов 2.2. Обоснование мероприятий по снижению воздействия	<i>Вредные факторы:</i> <i>1.Превышение уровня шума. 2.Отклонение показателей климата рабочей зоны. 3.Превышение запыленности рабочей зоны.</i> <i>Опасные факторы:</i> <i>1.Движущиеся машины и механизмы производственного оборудования (в т.ч. грузоподъёмные). 2.Электрический ток. 3.Взрывоопасность. 4.Обрушение стенок траншеи. 5.Высокое давление газопровода.</i>
3. Экологическая безопасность:	<i>При выполнении капитального ремонта на магистральном газопроводе воздействию на окружающую среду оказывают производственные процессы. Ремонт трубопровода сопровождается: -загрязнением земельных ресурсов; -загрязнение водных ресурсов; -загрязнения атмосферного воздуха; -повреждение почвенно-растительного покрова изъятием земель;</i>
4. Безопасность в чрезвычайных ситуациях:	<i>Чрезвычайные ситуации при выполнении работ по капитальному ремонту магистрального газопровода могут возникать:</i>

	<p><i>Природный характер:</i></p> <p><i>1. метеорологические (буря, сильный ветер);</i></p> <p><i>2. гидрометеорологические (сильные дожди, снегопад, мороз, метель, туман);</i></p> <p><i>Техногенный характер:</i></p> <p><i>1. обрыв строп при укладке трубопровода в траншею;</i></p> <p><i>2. пожар на трубопроводе при выполнении огневых работ;</i></p> <p><i>3. разгерметизация трубопровода в процессе его испытания на прочность и герметичность.</i></p>
--	---

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

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
ассистент	Сечин А.А.	к.т.н.		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б5А	Абдуллаев Абдулла Аббасович		

Реферат

Выпускная квалификационная работа 150 с., 11 рис., 62 табл., 59 источников., 4 фотографии.

Ключевые слова: капитальный ремонт, магистральный газопровод расчет, строительство, анализ, испытания, машины.

Объект исследования: магистральный газопровод.

Цель работы: изучение методов капитального ремонта магистрального газопровода.

В процессе исследования проводились расчет толщины стенки газопровода, определение пропускной способности. Рассмотрены вопросы разработки траншеи, прокладки, монтажа газопровода, проведение пневматических испытаний. Проведены мероприятия по охране труда и безопасности строительства, охране окружающей среды.

В результате исследования были рассмотрены обоснования необходимости проведения капитального ремонта. На основании полученных результатов было выявлено, что полная замена участка газопровода увеличит срок эксплуатации.

Основные конструктивные, технологические и технико-эксплуатационные характеристики: технология выполнения работ, земляные работы, монтаж газопровода, сварочно-монтажные работы стального газопровода.

Область применения: капитальный ремонт магистральных газопроводов.

Оглавление

Введение.....	14
1.Общая характеристика магистрального газопровода «НВПЗ – Парабель».....	17
1.1 Топографии района расположения	20
1.2 Инженерно-геологическая и гидрологическая характеристика трассы.....	21
1.3 Краткая климатическая характеристика района проведения ремонтных работ.....	22
2. Обоснование необходимости проведения капитального ремонта участка МГ «НВПЗ – Парабель».....	23
2.1 Разрешающая способность и минимальные размеры выявляемых дефектов.	27
2.2 Основные принципы оценки опасности дефектов по результатам внутритрубной дефектоскопии.....	28
2.4 Анализ и оценка опасности дефектов потери металла	33
2.5 Трубный журнал.	34
2.6 Журнал выявленных дефектов	35
2.7 Детализация дефектов.....	36
2.8 Расчет допускаемого рабочего давления.....	37
2.9 Работы по вскрытию и идентификации дефектов	38
2.10 Способы ликвидации выявленных дефектов. Причины проведения капитального ремонта участка МГ.	40
3. Расчетная часть	41
3.1. Расчет толщины стенки газопровода	41
3.2. Определение пропускной способности.	44
4. Конструктивная часть.....	46
4.1 Трубы и соединительные элементы.....	46
5. Технологическая часть.....	47
5.1. Указания по организации и технологии производства работ по замене участка МГ «НВПЗ-Парабель»	47
5.2. Подготовительные работы	48
5.2.1. Строительство технологических переездов.....	51

					Технология проведения капитального ремонта магистрального газопровода Нижневартовский газоперерабатывающий завод-Парабель.			
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата				
Разраб.		Абдуллаев А.А			Оглавление	Лит.	Лист	Листов
Руковод.		Саурев А.Л.					11	154
Консульт						ТПУ Группа 3-2Б5А		
Рук.ООП		Брусник О.В						

5.2.2. Погрузочно-разгрузочные работы.	51
5.3. Земляные работы	56
5.3.1 Расчистка полосы строительства.....	56
5.3.2 Устройство вдоль трассового проезда	57
5.3.3 Раскопка траншей. Засыпка вновь построенного участка. Вскрытие существующего газопровода.	58
5.4. Строительство нового участка газопровода	67
5.4.1. Сварочно-монтажные работы	67
5.4.2 Изоляционные работы	77
5.5 Укладка трубопровода в траншею	87
5.6 Балластировка газопровода	89
5.7 Руководство работами по пневматическому испытанию. Функции членов комиссии.	90
5.8 Подключение к действующему газопроводу	98
5.9 Демонтаж участка старого газопровода. Очистка наружной поверхности трубопровода	101
5.10 Контроль за строительно-монтажными работами, применяемыми материалами и оборудованием. Приемка в эксплуатацию отремонтированного участка газопровода	102
5.11 Электрохимзащита	108
6. Организационно-экономическая часть	110
6.1. Организационно- техническая подготовка к капитальному ремонту	110
6.2 Методы производства работ	111
6.3 Сроки и продолжительность строительства	113
6.4 Ведомость объёмов основных ремонтно-строительных, монтажных и специальных строительных работ.	113
6.5 Потребность в строительных машинах и механизмах	114
6.6 Потребность в кадрах	115
6.7 Ведомость потребности в строительных конструкциях, изделиях, материалах и оборудовании	115
6.8. Потребность в энергетических ресурсах и воде	116
6.9. Временные здания и сооружения.....	117
6.10 Техничко-экономические показатели	118
6.11. Расчет финансовых потерь	118

7. Оценка коммерческого потенциала и перспективности проведения научных исследований с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения.	120
7.1 Потенциальные потребители результатов исследования.....	120
7.2 Анализ конкурентных технических решений	121
7.3 SWOT-анализ.....	122
8. Социальная ответственность	137
Введение:	137
8.1. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности. Специальные правовые нормы трудового законодательства	137
8.2. Производственная безопасность	138
8.3. Обоснование мероприятий по снижению уровней воздействия опасных и вредных факторов на исследователя (работающего).....	143
8.4. Безопасность в чрезвычайных ситуациях.....	150

					<i>Оглавление</i>	<i>Лис</i>
<i>Изм</i>	<i>Лис</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпис</i>	<i>Дата</i>		3

Введение.

Газотранспортная система (ГТС) России — самая крупная в мире по протяженности и производительности. Магистральные газопроводы ПАО «Газпром» имеют протяженность более 170тыс. км с компрессорными станциями общей мощностью 42 млн. кВт. ГТС обеспечивает транспорт запланированных объемов газа для потребителей России, СНГ и дальнего зарубежья.

Основное развитие газотранспортная система получила в 70-80-ые годы, к настоящему времени износ основных фондов ГТС составляет 56%, что привело к снижению ее технической производительности на 59,7 млрд. м³.

Срок амортизации истек у 14% газопроводов, 64% эксплуатируются от 10 до 32 лет. Средний возраст газопроводов составляет 22 года.

Среднее число отказов составляет 0,185 на 1000 км.

Наибольший объем ремонтных работ приходится на линейную часть газопроводов. Это связано, прежде всего, с недостаточно надежной защитой газопроводов от коррозии при широком применении в 70-80 годах полимерной ленточной изоляции, выполняемой в трассовых условиях. Техническое решение об использовании такой изоляции было вынужденным, так как отечественные трубопрокатные предприятия, несмотря на многочисленные постановления ЦК КПСС и Правительства не выпускали трубы с заводской изоляцией, а по импорту изолированные на заводах трубы закупались в небольших объемах. Полимерная ленточная изоляция, выполняемая в полевых условиях, имела конструктивные и другие недостатки (внахлест, сползание при засыпке грунтом, образование «крыши» на сварном продольном шве), срок службы ее составляет 12-15 лет, при нанесении допускались ошибки. При этом не всегда жестко

					Технология проведения капитального ремонта магистрального газопровода Нижневартовский газоперерабатывающий завод-Парабель.		
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>			
<i>Разраб.</i>		Абдуллаев А.А				<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>
<i>Руковод.</i>		Саруев А.Л.					<i>Листов</i>
<i>Консульт</i>							4 154
<i>Рук-ль</i>		Брусник О.В.			Введение		
					ТПУ гр.3-2Б5А		

контролировались параметры электрохимзащиты. При двух-трех годичной окупаемости газопроводов на определенном этапе эксплуатации предполагалось их переизоляция. Применение современных методов диагностики, в первую очередь, внутритрубной с использованием магнитных снарядов, позволяет выявлять дефекты, которые ранее могли быть не обнаружены. Подавляющее число дефектов связано с коррозионными процессами на газопроводах, имеющих ленточную полимерную изоляцию.

Все это на фоне долговременной эксплуатации газопроводов, их износа определяет необходимость выполнения больших объемов ремонта линейной части газопроводов.

Один из основных видов ремонта – замена труб. В первую очередь замена дефектных участков по результатам внутритрубной дефектоскопии, сплошная замена участков из труб, на которых наблюдается повышенная аварийность. В их числе спиральношовные трубы, на которых имеют место аварий, французские трубы, изготовленные по техническим условиям 1974 г.

В данном проекте работы предусмотрены на объекте дочернего предприятия ПАО «Газпром» ООО «Газпром трансгаз Томск». ООО «Газпром трансгаз Томск» входит в Единую систему газоснабжения ПАО «Газпром» и осуществляет транспортировку газа по магистральному газопроводу НГПЗ – Парабель - Кузбасс и газопроводам – отводам.

Газопровод «НГПЗ - Парабель» диаметром 1020 мм, выполнен из труб с толщиной стенки от 9 до 10,5 мм, рассчитан на рабочее давление 5,5 МПа, тип изоляции — два слоя пленки «POLYKEN 960-25» и является одной из основных магистралей, эксплуатируемых в ООО «Газпром трансгаз Томск». После окончания строительства в 1976 г. и ввода в эксплуатацию он уже на протяжении 30 лет надежно обеспечивает природным газом такие регионы Западной Сибири как Томская, Новосибирская, Кемеровская, Омская области и Алтайский край. Но,

					Введение	Лист
						5
Изм.	Лист	№ докум.	Подпис	Дата		

учитывая значительный срок службы, а так же обеспечение безопасной эксплуатации, ООО «Газпром трансгаз Томск» уделяет большое внимание техническому состоянию и продлению срока службы МГ «НГПЗ - Парабель». С этой целью ведется постоянный контроль за состоянием линейной части и запорной арматуры, средствами ЭХЗ, работы по внутритрубной дефектоскопии, комплекс работ по телемеханизации линейной части и ЭХЗ.

Порядок организации и выполнения работ по капитальному ремонту определяются СНиП 2.05.06.85* "Магистральные трубопроводы. Нормы проектирования"



Рис.1 Газотранспортная система ООО Газпром трансгаз Томск.

Технология ремонта методом замены участка должна соответствовать действующим нормативным документам, отвечающим требованиям вновь строящегося трубопровода.

									Лист
									6
Изм.	Лист	№ докум.	Подпис	Дата					

1.Общая характеристика магистрального газопровода «НВГПЗ – Парабель»

История компании "Газпром трансгаз Томск" берет свое начало в 1977 году. Попутный газ с нефтяных месторождений Западной Сибири, ранее сжигавшийся на факелах, был необходим металлургическим и химическим гигантам Кузбасса. Тогда же было начато строительство первого магистрального газопровода в Западной Сибири: Нижневартовск-Томск-Кузбасс протяженностью 1162 километра.

Сегодня территория, на которой работает старейшее газотранспортное предприятие Сибирского региона - "Газпром трансгаз Томск", простирается от Нижневартовска до Хабаровска. Два магистральных газопровода " Нижневартовск-Парабель-Кузбасс "и" СРТО-Омск-Новосибирск-Кузбасс " обеспечивают газом более 400 крупных потребителей в Томской, Новосибирской, Кемеровской, Омской областях и Алтайском крае. Среди них промышленные гиганты региона- Нижневартовская ГРЭС, Томскэнерго, Западно-Сибирский и Кузнецкий металлургические заводы, Кемеровский азот, Томский нефтехимический завод, Сибирский химический комбинат. Очень символично, что в 2007 году, в год 30-летия компании, Дальний Восток также вошел в ее зону ответственности: "Газпром" решил создать линейные производственные подразделения в Иркутске и Хабаровске в составе "Газпром трансгаз Томск".

Общая протяженность трассы, обслуживаемой томскими газовиками. Магистраль пролегает в непростых природных условиях.

Линейная часть газопровода берет свое начало в районе знаменитых Васюганских болот и идет сквозь таежные топи, пересекая 37 рек, включая Обь, Иртыш, Томь.

					Технология проведения капитального ремонта магистрального газопровода Нижневартовский газоперерабатывающий завод-Парабель.			
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>				
<i>Разраб.</i>		Абдуллаев А.А			Общая характеристика магистрального газопровода «НВГПЗ-Парабель»	<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Руковод.</i>		Саруев А.Л.					7	154
<i>Консульт.</i>						ТПУ гр.3-2Б5А		
<i>Рук-ль</i>		Брусник О.В.						

Несмотря на всю суровость условий и непростые производственные задачи «Газпром трансгаз Томск» делает всё необходимое для обеспечения надежности поставки газа потребителям. Надёжность и безопасность транспортировки газа томские газовики определяют, как приоритетную задачу. С этой целью в последние годы на предприятии принята и успешно реализуется комплексная программа, направленная на техническое перевооружение и капитальный ремонт магистрально газопровода и объектов газотранспортной системы. Если в 2001 году объем капитального ремонта магистрали составлял чуть больше двух километров, то в 2007 этот показатель вырос в 50 раз и составил 120 километров в год. При этом повсеместно на трассе внедряются системы автоматизации, телемеханики и малолюдные технологии.

Скорость выполнения работ не исключает их высокого качества. Метод направленного бурения впервые был применен в Алтайском крае при прокладке подводной переправы через реку Обь. Совместно с инженерами немецкой компании E. ON-одного из крупнейших газотранспортных концернов Европы, специалисты компании "Газпром трансгаз Томск" реализовали уникальный проект-прокладку утка через Обь в районе города Колпашево Томской области. Длина подводного прохода составляет около двух с половиной километров, что делает его одним из самых длинных в мире. В работе использованы уникальные технологии и материалы. Безопасная эксплуатация подводного прохода обеспечивается методом втягивания тканевых шлангов в полость трубы по технологии немецкой фирмы "Radlinger". Это первый случай, когда для этой цели была использована горизонтальная буровая установка, а не лебедка, которая обеспечит высокую точность работы. В феврале 2008 года природный газ был поставлен в город Колпашево.

Внедрение современных технологий, модернизация и расширение горизонтов деятельности "Газпром трансгаз Томск" предъявляют все более высокие требования к каждому сотруднику. Постоянное

					Общая характеристика магистрального газопровода «НВГПЗ-Парабель»	Лист
						8
Изм.	Лис.	№ докум.	Подпис	Дата		

совершенствование знаний и профессиональных навыков, широкое использование компьютерных технологий-для решения этих задач на предприятии был открыт современный учебный центр. С корпорацией Майкрософт было подписано многоуровневое соглашение. Для обмена опытом проводятся различные семинары, в том числе с участием зарубежных партнеров. 28 июня 1977 года в соответствии с приказом Министерства газовой промышленности СССР было создано Томское производственное объединение по транспортировке газа – Томск – трансгаз. В сентябре 1977 года одним из первых было создано Юргинское линейное производственное управление магистральных газопроводов (ЛПУМГ) в Кемеровской области. В том же году вступила в строй первая газораспределительная станция (ГРС), а в ноябре на Новокемеровской ТЭЦ был вовремя зажжен первый факел.

Сегодня общая протяженность магистральных газопроводов в Сибири и на Дальнем Востоке составляет более 10 тысяч километров. Для защиты трубопровода и обеспечения его стабильной работы построено и эксплуатируется более 540 станций катодной и дренажной защиты, 7 компрессорных станций, 29 пусковых и приемных поршневых установок для очистки и осмотра внутренней части трубопровода.

Обеспечение надежности в снабжении природным газом потребителей - это главная задача компании. Именно поэтому все усилия в последние годы жизнедеятельности предприятия направлены на техническое перевооружение и капитальный ремонт трассы. В ходе капитального ремонта линейной части магистральных газопроводов внедряются системы автоматизации и телемеханизации, безлюдные технологии. В несколько раз за последние 3-4 года выросли объемы и масштабы капитального ремонта.

В 1980 году была введена в эксплуатацию Парабельская компрессорная станция (КС), созданы Новосибирское и Александровское ЛПУМГ.

					Общая характеристика магистрального газопровода «НВГПЗ-Парабель»	Лис.
						9
Изм.	Лис.	№ докум.	Подпис	Дата		

И в 1982 была запущена Вертикосская компрессорная станция, входящая в состав Александровского ЛПУМГ.

Томское линейное производственное управление магистральных газопроводов (ЛПУМГ) – является одним из 15-ти линейно-производственных управлений ООО «Газпром трансгаз Томск».

Основная задача ЛПУМГ - транспортирование газа с заданными параметрами по магистральным газопроводам (МГ) «Нижевартовск – Парабель - Кузбасс» -1-я нитка, «Нижевартовск – Парабель – Кузбасс» - 2-я нитка и газопроводам-отводам (в количестве 5) в целях бесперебойной поставки газа потребителям в соответствии с утвержденным планом.

Общая протяженность газопроводов в одноконтурном исчислении в зоне ответственности Томского ЛПУМГ – 452км. Прокладка газопроводов-подземная, глубина заложения газопроводов с условным диаметром 1000мм (МГ Нижевартовск – Парабель – Кузбасс и всех газопроводов-отводов) – 0,8м до верха трубы. Количество компрессорных станций – 3. Количество газораспределительных станций (ГРС) – 7. Автомобильных газонаполнительных станций (АГНКС) – нет.

1.1 Топографии района расположения

Район, где расположена сеть магистральных газопроводов и газопроводов-отводов Томского ЛПУМГ, является частью Томской области, расположенной в пределах одной из крупнейших в мире низменных равнин Западной Сибири в Среднеобском бассейне. Трассы газопроводов расположены в основном на территории Среднеобского бассейна (Рис.1). Рельеф местности ровный, с высотами на этой территории не более 150 м. Большую часть территории занимают возвышенные болотистые равнины, смешанно-болотистые елово-пихтово-кедровые леса (темнохвойные смешанные и лиственные окраины, лесной покров-80%), болота, относящиеся к зоне выпуклых грядовых-мочажинных болот. Зона прохождения МГ в целом соответствует таежной

					Общая характеристика магистрального газопровода «НВГПЗ-Парабель»	Лис
Изм.	Лис	№ докум.	Подпис	Дата		10

зоне. Почвы представляют собой суглинки переменной консистенции, от твердых до твердопластичных, реже мягкопластичных. Регион характеризуется разветвленной сетью рек. Магистральные газопроводы пересекают реку Обь, а также небольшие реки, такие как Парабель и Вяловка, ширина русла которых не превышает 40 м в местах подводных переходов. В местах пересечений часто возникают размывы и подмывы трубопроводов. На маршрутах есть овраги и балки, через которые оборудованы воздушные проходы (3 переезда).

Из ЧС природного характера в регионе возможны лесные и торфяные пожары, высокий уровень паводковых вод, резкое понижение температуры окружающей среды в зимнее время до минус 55С0. Сейсмоактивность на территории расположения трасс газопроводов не наблюдается.

КС «Парабельская» расположена в с. Парабель. Абсолютные отметки поверхности участка находятся в пределах от 45 до 55м. Рельеф участка спокойный с уклоном в северо-западном направлении. На 100 м падение рельефа составляет 0,8 м, средний уклон 0,8%.

Площадка КС «Парабель» отсыпана песчано-гравийной смесью, мощность которой составляет 1.5-2,5 м. Под песчано-гравийном слоем скрыты лессовидные тугопластичные суглинки и торф, мощность которых достигает глубины 3,0 - 3,5 м. На глубине 3,0 - 3,5 м суглинки подстилаются тугопластичными глинами. По степени морозной пучинистости суглинки относятся к средне-пучинистым. Грунтовые воды присутствуют на глубине 0.7м.

1.2 Инженерно-геологическая и гидрологическая характеристика трассы

Трасса проходит по слабовсхолмленной равнине Западно-Сибирской низменности с большим количеством болот, в основном, II типа с мощностью торфяной залежи до 5 м.

Абсолютные отметки поверхности земли изменяются от 52,0 до 76,5 м. Разрез до глубины 5,0 м, в основном, представлен суглинками

					Общая характеристика магистрального газопровода «НВГПЗ-Парабель»	Лис
						211
Изм.	Лис	№ докум.	Подпис	Дата		

2. Обоснование необходимости проведения капитального ремонта участка МГ «НГПЗ – Парабель»

Эксплуатационной надежностью трубопровода является его свойство выполнять заданные функции в течение требуемого промежутка времени с сохранением в установленных пределах всех характерных параметров, Указанная способность, в свою очередь, раскрывается через систему объективных критериев технического состояния трубопровода, обуславливающих его нормативную работоспособность в режиме активного воздействия эксплуатационных факторов. Таким образом, уровень эксплуатационной надежности определяется техническим состоянием магистрального трубопровода.

Для выявления дефектов стенки трубопроводов проводится их внутритрубная диагностика специальными внутритрубными инспекционными приборами (ВИП). При этом выявляются следующие дефекты стенки трубы [3]:

- 1) дефекты, образовавшиеся при изготовлении труб, - расслоения, закаты, включения, дефекты продольных и спиральных сварных стыков.
- 2) дефекты, образовавшиеся при строительстве трубопровода, - риски, задиры, вмятины, гофры, дефекты кольцевых стыков.
- 3) дефекты, образовавшиеся при эксплуатации - внешняя и внутренняя коррозия, усталостные трещины тела трубы и сварных стыков по причине воздействия малоцикловых нагрузок.

Для определения скорости коррозии проводится повторная диагностика трубопроводов с интервалом в 3-5 лет. Сравнение результатов повторной диагностики с первичной позволяет рассчитать время утончения стенки трубы до критической величины.

					Технология проведения капитального ремонта магистрального газопровода Нижневартовский газоперерабатывающий завод-Парабель.			
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>				
<i>Разраб.</i>		Абдуллаев А.А			Обоснование необходимости проведения капитального ремонта участка МГ «НГПЗ-Парабель»	<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Руковод.</i>		Саруев А.Л.					23	154
<i>Консульт.</i>						<i>ТПУ зр.3-2Б5А</i>		
<i>Рук-ль</i>		Брусник О.В.						

С 1995 года началась планомерная внутритрубная диагностика МНГП. Выявление дефектов в стенке трубы с указанием их точного «адреса», оценка их опасности и при необходимости «точечный» ремонт – в этом заключается новый метод профилактики МНГП.

С 1995 года началась планомерная внутритрубная диагностика МНГП. Выявление дефектов в стенке трубы с указанием их точного «адреса», оценка их опасности и при необходимости «точечный» ремонт – в этом заключается новый метод профилактики МНГП.

Новый метод профилактики позволил резко сократить аварийность до 0,04 аварий на 1000 км МНГП, чему завидует даже Европа (0,1 аварий на 1000 км). Для оценки технического состояния магистральных трубопроводов по результатам внутритрубной диагностики была принята 4-х уровневая система диагностирования:

- Выявление дефектов геометрии трубопровода (вмятины, гофры, овальность сечения);
- Дефекты потери металла (коррозионные язвы, царапины);
- Поперечные трещины в теле трубы и кольцевых сварных швах;
- Продольные трещины в теле трубы и продольных сварных швах.

По видам внутритрубную диагностику различают на:

- Магнитную
- Ультразвуковую

Магнитная дефектоскопия

Магнескан позволяет обнаружить:

1. Дефекты геометрии;
2. Дефекты потери металла;
3. Поперечные трещины в теле трубы и сварных швах;
4. Расслоения с выходом на поверхность;
5. Дефекты поперечных сварных швов;
6. Смещения поперечных сварных швов;

					Обоснование необходимости проведения капитального ремонта участка МГ «НГПЗ-Парабель»	Лис
Изм.	Лис.	№ докум.	Подпис	Дата		24

На МГ ультразвуковая дефектоскопия применяется достаточно редко.

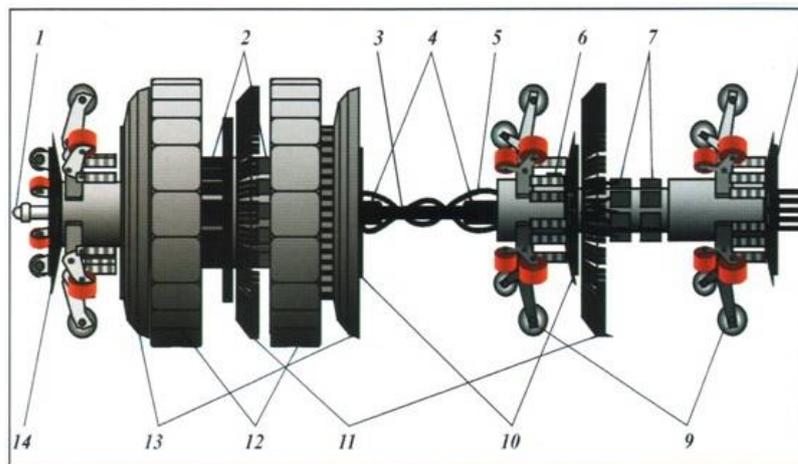


Рис. 2 Конструкция магнитного дефектоскопа типа MFL (Magnetic Flux Leakage)

1- «грибок»; 2, 7 – блоки внешней электроники; 3 – буксировочная тяга; 4 – универсальные шарниры; 5 – соединительные кабели; 6 – датчик дифференциального давления; 8, 10, 14 – такелажные кольца; 9 – поддерживающие колеса; 11 – кольца датчиков; 12 – постоянные магниты со щетками; 13 – полиуретановые манжеты.

В качестве внутритрубного дефектоскопического прибора были использованы ДМТ-1000-512 и ДМТП-1000-768.

При движении прибора система из постоянных магнитов намагничивает участок трубы до состояния почти технического насыщения. Наличие тех или иных особенностей в металле стенки трубы вызывает искажение линий магнитного потока (рассеяние магнитного потока), которое фиксируется системой электромагнитных датчиков и регистрируется для последующей обработки (рис 2.3).

Основные технические характеристики магнитных приборов-дефектоскопов:

- Минимальное проходное сечение 0.85 Дн
- Минимальный проходной радиус изгиба 3 Дн при повороте на 90°
- Диапазон температур эксплуатации -10 +50 °С
- Максимальное давление 8 МПа
- Допустимая скорость пропуска 1.5...2.5 м/с
- Оптимальная скорость пропуска 2.0 м/с

					Обоснование необходимости проведения капитального	Лис.
					ремонта участка МГ «НППЗ-Парабель»	25
Изм.	Лис.	№ докум.	Подпис	Дата		

- Время непрерывной работы 90 часов
- Количество секций 1-2 шт.
- Шаг опроса датчиков по оси трубы 5 мм
- Расстояние между датчиками в окружном направлении 4,8 мм

Выявляемые дефектоскопами дефекты и особенности обустройства трубопровода

1) Дефекты потери металла:

- коррозия;
- каверна;
- язва,
- продольная канавка,
- продольная трещина,
- зона продольных трещин,
- поперечная канавка,
- поперечная трещина,
- механические повреждения.

2) Дефекты, связанные с нарушением сплошности металла:

- расслоения в стенке трубы;
- трещины;
- включения, закаты.

3) Сварные соединения и их дефекты (качественная оценка несовершенств сварных швов):

- расположение кольцевых стыков;
- расположение спиральных швов;
- нарушения формы сварных соединений (смещение кромок, утяжины, отклонения размеров усиления шва);
- дефекты сварных соединений (раковины, подрезы и т.п.).

4) Конструктивные элементы (расположение и размеры):

- трубы, врезные катушки, кривые вставки;

					Обоснование необходимости проведения капитального ремонта участка МГ «НГПЗ – Парабель»	Лис.
Изм.	Лис	№ докум.	Подпис	Дата		26

- крановые узлы;
- тройники;
- отводы-врезки;
- отстойники;
- заварки технологических отверстий.

5) Элементы обустройства газопровода и другие особенности:

- защитные кожухи (патроны) на переходах через дороги;
- пригрузы (хомутовые и кольцевые чугунные);
- посторонние металлические предметы вблизи газопровода.

2.1 Разрешающая способность и минимальные размеры выявляемых дефектов.

Минимальные размеры дефектов, выявляемых с 95% вероятностью, определяются относительно толщины стенки трубы «t» в трехмерных координатах (длина x ширина x глубина) и являются следующими [3]:

- питтинговая коррозия 0.5t x 0.5t x 0.2t
- общая коррозия 3t x 3t x 0.1t
- продольные трещины 3t x 0t x 0.2t
- поперечные трещины 0t x 3t x 0.2t
- продольные канавки 3t x 1t x 0.1t
- поперечные канавки 1t x 3t x 0.1t
- дефекты продольных / кольцевых сварных швов (длина x глубина) 3t x 0.2t

Погрешность измерения пройденного пути, % 0,1

Погрешность измерения длины трубы, % 0,1 - 0,5

Обработка, интерпретация и представление результатов обследования осуществляется высококвалифицированным персоналом с помощью комплекса информационно-аналитических компьютерных систем и физико-математических методов для выявления,

					Обоснование необходимости проведения капитального ремонта участка МГ «НГПЗ – Парабель»	Лис.
Изм	Лис.	№ докум.	Подпис	Дата		27

распознавания, оценивания размеров и расположения зарегистрированных особенностей, аномалий, дефектов и т.д. дефектов;
 - Рекомендации по дальнейшей эксплуатации участка МГ Полный отчет о результатах инспекции содержит:

- Информацию по используемому оборудованию, технологии и представлению полного отчета;
- Результаты внутритрубной инспекции;
- Статистический анализ результатов внутритрубной инспекции;
- Анализ оценки опасности.

В начале каждого раздела отчета приводятся перечень условных обозначений и необходимые пояснения по представляемым данным.

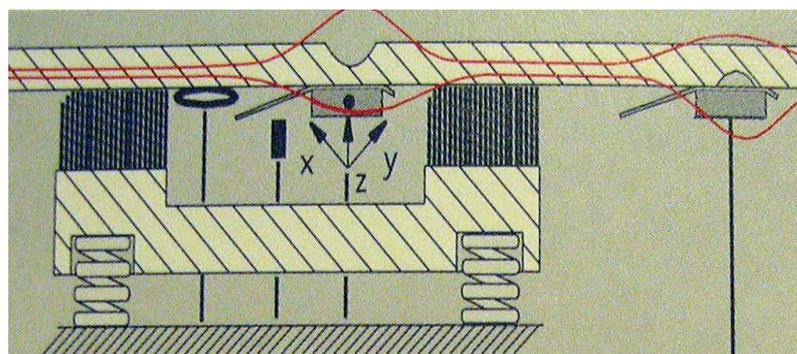


Рис. 3 Принципиальная схема выявления дефектов

Оценка опасности выявленных дефектов производится по ВРД 39-1.10-004-99. Методические рекомендации, по количественной оценке, состояния магистральных газопроводов с коррозионными дефектами, их ранжирование по степени опасности и определению остаточного ресурса, ОАО «Газпром».

2.2 Основные принципы оценки опасности дефектов по результатам внутритрубной дефектоскопии

Общая характеристика

Газопровод: НГПЗ - ПАРАБЕЛЬ - 1

Диаметр: 1020 мм

Газотранспортное предприятие: ООО "Газпром трансгаз Томск"

					Обоснование необходимости проведения капитального ремонта участка МГ «НГПЗ – ПарABELЬ»	Лис.
Изм.	Лис.	№ докум.	Подпис	Дата		28

Заказчик работ — ПАО "ГАЗПРОМ"

Очистка и подготовка участка газопровода к обследованию производились следующими средствами:

Таблица 1

Тип снаряда	Дата пропуска	Средняя скорость км/час	Результаты пропуска
Скребок очистки СО-1000К	28.08.2014	-	Грязь-20 кг, огарки электродов-5кг.
Магнитный очисткой поршень ПМО-1000	29.08.2014	-	Грязь-40 кг, ферромагнитный мусор
Магнитный очисткой поршень МПО-1000	30.08.2014	-	Огарки электродов-40 кг.
Магнитный очисткой поршень МПО-1000	01.09.2014	-	Огарки электродов-10 кг, грязь-25 кг.
Магнитной очисткой поршень ПМО-1000	06.10.2014	12,0	Грязь-5 кг, магнитная пыль.

Инспекция участка газопровода производилась следующими средствами:

Таблица 2

Тип снаряда	Дата пропуска	Результаты пропуска
Магнитный дефектоскоп ДМТ-1000-512	01.10.2014	Получена запись на протяжении всего участка.
Магнитный дефектоскоп ДМТП-1000-768	07.10.2014	Получена запись на протяжении всего участка.

Протяженность участка по документации: 144 км

Протяженность участка измеренная: 141 510,6 м

Скорость движения дефектоскопов при обследовании:

ДМТ-1000-512 – в основном 1,5-2,5 м/с,

ДМТП-1000-768 – около 2 м/с.

В 2013-2014 гг. была проведена внутритрубная диагностика (ВТД) всех магистральных газопроводов и некоторых газопроводов-отводов ООО «Газпром трансгаз Томск». Результаты обследований показали, что газопроводы СРТО – Омск – Новосибирск, Новосибирск – Кузбасс,

					Обоснование необходимости проведения капитального ремонта участка МГ «НГПЗ – Парабель»	Лис.
Изм	Лис.	№ докум.	Подпис	Дата		
						29

Новосибирск – Барнаул находятся в удовлетворительном техническом состоянии. В отличие от них на газопроводах НВГПЗ – Парабель – Кузбасс обнаружено множество участков с высоким сосредоточением опасных дефектов. Поэтому далее подробно анализируются результаты ВТД именно этих газопроводов.

При проведении расчетов напряженно-деформированных состояний (НДС) использовались фактические данные о типоразмерах труб, размерах дефектов, справочные данные о механических свойствах, указанные в Р 51-31323949-42-99 «Рекомендации».

При проведении расчетов принято:

1) Расчет выполняется по кривым текучести с учетом коэффициента запаса текучести.

2) Для всех дефектов принималось, что угловая ширина дефектов составляет от 50 – 150.

3) Скорость коррозии определялась исходя из величины изменения глубины дефектов между временем обследования участка и временем ввода его в эксплуатацию с учетом 10 лет – принятым сроком службы изоляции:

$$V_{\text{корр}} = \frac{c_{\text{деф}}}{T_{\text{обсл}} - (T_{\text{ввода}} + 10)}, \text{ мм/год}, \text{ где } c_{\text{деф}} - \text{глубина дефектов, мм}$$

$T_{\text{обсл}}$, $T_{\text{ввода}}$ – соответственно время обследования и ввода участка в эксплуатацию, год.

Закритический дефект – дефект, при котором дальнейшая эксплуатация газопровода при проектном давлении недопустима.

Критический дефект – это дефект при отношениях проектного давления к допускаемому, равным от 1 до 0,9.

Докритический дефект – дефект при отношениях проектного давления к допускаемому меньше 0,9.

Таким образом, граничное допускаемое давление при утонении 80% составляет 1,55 МПа для всех типоразмеров дефектов. В области между

					Обоснование необходимости проведения капитального	Лис.
					ремонта участка МГ «НГПЗ – Парабель»	30
Изм.	Лис.	№ докум.	Подпис	Дата		

кривой проектного давления и граничного давления строятся кривые дефектов на давление в диапазоне 5,45 – 1,55 МПа.

Условный ресурс дефекта определяется расположением его на номограмме и временем достижения до кривой проектного давления.

Принимается, что размеры дефекта изменяются во времени:

$$L(t) = L_k + 2vt;$$

$$c(t) = c_k + 2vt;$$

$$W(t) = W_k + 2vt;$$

где L_k , c_k , W_k – соответственно длина, глубина, ширина дефекта на момент обследования, v – скорость коррозии, t – время.

По результатам оценки технического состояния газопроводов на 25 участках общей протяженностью 1689 км установлено разрешенное рабочее давление ниже проектного (таблица 3.), что снижает производительность системы в целом. Эксплуатация газотранспортной системы с различными разрешенными давлениями вызывает большие трудности и ограничивает пропускную способность газопровода.

Одной из основных причин снижения давления в магистральных газопроводах является неудовлетворительное техническое состояние участков газопроводов.

Таблица 3 Перечень участков магистральных газопроводов с разрешенным рабочим давлением ниже проектного по состоянию на 01.12.2016.

№ пп	Название газопровода	Нитка	Участки	км	2016	2015	2014	проект
					Рраз. МПа	Рраз. МПа	Рраз. МПа	Рп р. М Па
1	НВГПЗ - Парабель	1	НВГПЗ-Александровская	0-91	3,9	3,7	3,7	5,4
2	НВГПЗ - Парабель	1	НВГПЗ-Александровская	91-158	3,9	4,0	3,7	5,4
3	НВГПЗ - Парабель	1	Александровская - Вертикос	158-305	3,9	3,7	3,7	5,4
4	НВГПЗ - Парабель	1	Вертикос - Парабель	305-325	4,4	4,4	4,4	5,4
5	НВГПЗ - Парабель	1	Вертикос - Парабель	325-374	4,4	4,4	4,4	5,4
6	НВГПЗ - Парабель	1	Вертикос - Парабель	374-383	5,4	5,4	4,4	5,4
7	НВГПЗ - Парабель	1	Вертикос - Парабель	383-449	4,4	4,4	4,4	5,4
8	Парабель - Кузбасс	1	Парабель - Чажемто	0-36	3,8	3,8	4,4	5,4

Обоснование необходимости проведения капитального ремонта участка МГ «НГПЗ – Парабель»

Изм	Лис.	№ докум.	Подпис	Дата
-----	------	----------	--------	------

9	Парабель - Кузбасс	1	Парабель - Чажемто	36-61	4,4	3,8	4,4	5,4
10	Парабель - Кузбасс	1	Парабель - Чажемто	61-104	3,8	3,8	4,4	5,4
11	Парабель - Кузбасс	1	Парабель - Чажемто	104-110	4,4	3,8	4,4	5,4
12	Парабель - Кузбасс	2	Парабель - Чажемто	0-36	4,4	4,4	4,4	5,4
13	Парабель - Кузбасс	2	Парабель - Чажемто	36-61	5,4	5,4	4,4	5,4
14	Парабель - Кузбасс	2	Парабель - Чажемто	61-110	4,4	4,4	4,4	5,4
15	Парабель - Кузбасс	1	Чажемто - Володино	110-141	5,4	5,4	5,4	5,4
16	Парабель - Кузбасс	1	Чажемто- Володино	141-170	5,4	3,6	3,6	5,4
17	Парабель - Кузбасс	1	Чажемто- Володино	170-214	5,4	5,4	5,4	5,4
18	Парабель - Кузбасс	1	Чажемто- Володино	214-242	4,4	4,4	4,4	5,4
19	Парабель - Кузбасс	2	Чажемто- Володино	110-242	5,4	5,4	5,4	5,4
20	Парабель - Кузбасс	1	Володино-Просоково	242-276	4,4	4,4	3,8	5,4
21	Парабель - Кузбасс	1	Володино-Просоково	276-296	4,4	3,8	3,8	5,4
22	Парабель - Кузбасс	1	Володино-Просоково	296-317	3,8	3,8	3,8	5,4
23	Парабель - Кузбасс	2	Володино-Просоково	242-317	4,5	4,5	4,5	5,4
24	Парабель - Кузбасс	1	Володино-Просоково	317-343	4,5	4,5	4,5	5,4
25	Парабель - Кузбасс	1	Володино-Просоково	343-406	4,3	4,4	5,4	5,4
26	Парабель - Кузбасс	1	Просоково-Кемерово	406-440	5,4	0	0	5,4
27	Парабель - Кузбасс	1	Кемерово-Новокузнецк	440-492	5,4	5,4	4,5	5,4
28	Парабель - Кузбасс	1	Кемерово-Новокузнецк	492-714	4,4	4,4	4,4	4,4
29	Парабель - Кузбасс	1	Н-кузнецк- ГРС-2 Н-	0-12	2,5	2,5	2,5	2,5
30	Просоково - Н-бирск	1	Просоково- Н- бирск	0-2	5,4	4,4	5,4	5,4
31	Просоково - Н-бирск	1	Просоково- Н- бирск	2-25	5,4	4,4	4,4	5,4
32	Просоково - Н-бирск	1	Просоково- Н- бирск	25-154	4,4	4,5	4,5	5,4
33	СРТО - Омск	1	Абатская- УР Омск	1521-1717	7,35	7,35	7,35	7,3
34	СРТО - Омск	1	УР Омск- Омск	1717-1759	5,4	5,4	5,4	5,4
35	Омск- Новосибирск	1	УР Омск- Барабинск	0-207	5,4	5,4	5,4	5,4
36	Омск- Новосибирск	1	УР Омск- Барабинск	207-286	5,4	5,4	5,4	5,4
37	Омск- Новосибирск	1	УР Омск- Барабинск	286-317	4,4	4,4	5,4	5,4
38	Омск- Новосибирск	1	УР Омск- Барабинск	317-472	5,4	5,4	5,4	5,4
39	Омск- Новосибирск	1	Барабинск- Н- бирск	472-657	4,3	4,4	4,4	5,4
40	Н- бирск- Кузбасс	1	Н- бирск- Просоково	0-113	4,3	4,4	4,4	5,4
41	Н- бирск- Кузбасс	1	Просоково- Кемерово	113-153	5,4	5,4	4,5	5,4
42	Н- бирск- Кузбасс	1	Просоково- Ке м.	153-180	4,3	4,4	4,5	5,4
43	Н- бирск- Кузбасс	1	Просоково- Кемерово	180-225	5,4	5,4	4,5	5,4
44	Н- бирск- Кузбасс	1	Просоково- Кемерово	225-305	5,4	3,8	4,5	5,4

					Обоснование необходимости проведения капитального ремонта участка МГ «НГПЗ – Парабель»				Лис.
Изм.	Лис.	№ докум.	Подпис	Дата					32

45	Н- бирск-Барнаул	1	Новосибирск- Барнаул	0-149	4,3	4,4	4,4	5,4
46	Н- бирск-Барнаул	1	Новосибирск- Барнаул	149-282	5,4	5,4	5,4	5,4
47	Барнаул - Бийск – Горноалтайск	1	Барнаул-Бийск-лтайск	0-86.5	5,4	5,4	5,4	5,4

По проведенным ВНИИГАЗ прогнозным расчетам динамика снижения допустимого давления по участкам при условии не проведения ремонта будет выглядеть следующим образом (таблица 4).

Таблица 4. Динамика разрешенных давлений по газопроводу НГПЗ – Парабель – Кузбасс на 2017 – 2021г.г. при отсутствии работ по капитальному ремонту (прогноз ООО «ВНИИГАЗ»)

Участки	Разрешенное давление на 2007г.	2018	2019	2020	2021
НГПЗ - Парабель 1 0-91	3,29	2,86	2,44	2,00	1,58
НГПЗ - Парабель 1 91-158	2,23	1,70			
НГПЗ - Парабель 1 158-305	4,32	3,97	3,62	3,27	2,92
НГПЗ - Парабель 1 305-449	3,16	2,73	2,32	1,91	1,14
НГПЗ - Парабель 2 305-449	3,80	3,50	3,20	2,90	2,57
Парабель-Кузбасс 1 0-23	4,47	4,20	3,90	3,63	3,35
Парабель-Кузбасс 1 27-110	3,53	3,11	2,70	2,27	1,85
Парабель-Кузбасс 1 143-317	3,68	3,34	3,00	2,67	2,34
Парабель-Кузбасс 1 572-714	3,80	3,50	3,20	2,85	2,54
Парабель-Кузбасс 2 0-110	3,26	2,88	2,50	2,13	1,75
Парабель-Кузбасс 2 110-242	5,28	5,00	4,75	4,48	4,21
Парабель-Кузбасс 2 243-403	4,60	4,30	4,00	3,72	3,42

2.4 Анализ и оценка опасности дефектов потери металла

Оценка опасности выявленных дефектов потери металла производится на основании стандарта DNV PR-F101-1999.

Основным показателем, определяющим опасность дефекта, является

Коэффициент Безопасного Давления (КБД) - расчетный коэффициент равный отношению рабочего (проектного) давления к безопасному давлению.

Результаты расчетов по DNV PR-F101-1999, ранжированные по значению КБД, представлены в таблице, где используются следующие обозначения:

- № трубы - номер дефектной трубы по Трубному журналу

					Обоснование необходимости проведения капитального ремонта участка МГ «НГПЗ – Парабель»	Лис.
Изм.	Лис	№ докум.	Подпис	Дата		33

• **№ дефекта** - номер дефекта на данной трубе по Журналу выявленных дефектов.

• **Длина, мм** - оценка длины дефекта (проекция на образующую трубы)

• **Ширина дефекта, мм** - оценка ширины дефекта (проекция на окружность трубы)

• **Глубина, %** - Оценка максимальной локальной глубины дефекта по отношению к толщине стенки трубы

• **Безопасное давление, МПа** - Безопасный уровень давления, определенный

для трубы с дефектом по DNV PR-F101-1999

• **КБД** - коэффициент безопасного давления равный отношению рабочего

(проектного) давления к безопасному давлению

• **Категория опасности**

2.5 Трубный журнал.

Перечень всех уложенных на обследованном участке труб представлен в виде таблицы.

В таблице приведены:

• **Номер трубы** - порядковый номер трубы.

• **Измеренная координата, м** - измеренное расстояние от начала участка.

• **Длина трубы, м** - оценка длины трубы.

• **Толщина стенки, мм** - оценка номинальной толщины стенки трубы

• **Тип трубы и ориентация продольных швов, час** - типы труб (смотри таблицу ниже) и угловое расположение продольных сварных швов (если они имеются) в часах. Для двухшовных труб приводится ориентация одного шва, ориентация второго шва +6 часов.

Типы труб:

					Обоснование необходимости проведения капитального ремонта участка МГ «НГПЗ – Парабель»	Лис.
Изм.	Лис.	№ докум.	Подпис	Дата		34

- БШ - Бесшовные
- 1Ш - Одношовные
- 2Ш - Двухшовные
- СШ - Спиральношовные
- "-" - С нераспознанным швом

2.6 Журнал выявленных дефектов

Перечень дефектных труб (строки таблицы, выделенные фоном), содержащий:

- **Номер трубы** - номер дефектной трубы по трубному журналу.
- **Измеренная координата, м** - измеренное расстояние от начала участка до начала трубы.
- **От реперной точки, м** - расстояние от середины реперной точки, ближайшей к поврежденной трубе против хода продукта до начала трубы.
- **До реперной точки, м** - расстояние от начала трубы до середины реперной точки, ближайшей к поврежденной трубе по ходу продукта.
- **Примечания** - даются дополнения, уточнения и предположения к дефектам на данной трубе. Для каждой дефектной трубы приводится список оцененных дефектов (строки таблицы без фона), содержащий:
 - **№** - порядковый номер особенности на данной трубе.
 - **Идентификация** - описание вида дефекта:
 - Каверна** - одиночное локальное коррозионное повреждение (питтинг).
 - Язва** - одиночное локальное коррозионное повреждение малых размеров.
 - Коррозия** - участок сплошной коррозии, коррозионное пятно или скопление одиночных каверн.
 - Продольная канавка** - дефект потери металла, ориентированный вдоль оси трубы, например, ручейковая коррозия.

					Обоснование необходимости проведения капитального ремонта участка МГ «НГПЗ – ПарABELЬ»	Лис.
Изм.	Лис.	№ докум.	Подпис	Дата		35

Поперечная канавка - дефект потери металла, ориентированный поперек оси трубы.

Продольная трещина - трещиноподобная несплошность металла, пересекающая часть стенки трубы, ориентированная вдоль оси трубы.

Зона продольных трещин - дефектная область, состоящая из множества трещин продольной ориентации.

Поперечная трещина - трещиноподобная несплошность металла, пересекающая часть стенки трубы, ориентированная поперек оси трубы.

Механическое повреждение - дефект потери металла, вызванный механическим воздействием (царапина, задира, выбоина и т.п.).

Вмятина / гофра - дефекты формы поперечного сечения трубы.

Аномальный шов - нестандартно выполненное сварное соединение с нарушениями формы (смещение кромок, утяжина, нестандартное усиление шва и т.п.) или дефектами (раковины, подрезы, несплавления, непровары и т.п.).

Технологический дефект - особенность, связанная с тем или иным технологическим процессом изготовления труб, строительства или обустройства трубопровода (расслоения, ликвационные полосы, неметаллические включения и др. дефекты проката, заварки технологических отверстий, места вышлифовки дефектов, приварки). При визуальном обследовании трубы такие дефекты могут не выявляться; требуется применение специальных методов дефектоскопии.

Металл снаружи - касающийся трубы или близкорасположенный металлический объект. Может представлять опасность для целостности изоляционного покрытия.

2.7 Детализация дефектов

На листе детализации приведено:

- **Схема расположения поврежденной трубы** с указанием расстояний от начала участка, реперных точек, элементов обустройства

					Обоснование необходимости проведения капитального ремонта участка МГ «НГПЗ – Парабель»	Лис.
Изм.	Лис.	№ докум.	Подпис	Дата		36

или конструктивных особенностей трубопровода, а также расположения и размеров соседних труб.

- **Развертка трубы** с цветовым представлением топографии магнитного поля в зоне выявленных дефектов. Цвета на развертке трубы служат только для иллюстрации и показывают интенсивность зарегистрированных сигналов (в порядке: синий, красный, желтый).

- **Таблица выявленных дефектов.**

2.8 Расчет допускаемого рабочего давления

При общей (сплошной) коррозии, длиной вдоль оси более половины диаметра трубы, допускаемое рабочее давление необходимо назначать, исходя из остаточной толщины стенки трубы, проводя проверку прочности и устойчивости в соответствии [4].

Для участков газопроводов, имеющих коррозионные и эрозийные утонения стенок труб в указанных пределах, расчет допускаемого рабочего давления проводится по формуле

$$[p] = \frac{2[\sigma_{кц}] \cdot (\delta - c)}{D_H - 2(\delta - c)},$$

где c – фактическое утонение стенки.

Определяем допускаемое рабочее давление для участка газопровода III категории, изготовленного из труб 1020x9 (сталь 17Г1С-У), имеющего коррозионное утонение стенки $c=3,78$ мм.

1. По формуле определяем допускаемые кольцевые напряжения:

$$[\sigma_{кц}] = \frac{m}{0,9k_H} R_{\frac{H}{2}} = \frac{0,9}{0,9 \cdot 1,0} \cdot 363 = 363 \text{ Мпа.}$$

Нормативное сопротивление растяжению (сжатию) металла (предел текучести), $R_{\frac{H}{2}}=362,6$ Мпа (сталь 17Г1С-У);

2. По формуле рассчитываем нормальное и допускаемое рабочее давление:

$$[p]_{\text{норм.}} = \frac{2 \cdot [\sigma_{кц}] \cdot \delta}{D_H - 2 \cdot \delta} = \frac{2 \cdot 363 \cdot 9}{1020 - 2 \cdot 9} = 6,52 \text{ Мпа.}$$

					Обоснование необходимости проведения капитального ремонта участка МГ «НГПЗ – Парабель»	Лис.
Изм.	Лис.	№ докум.	Подпис	Дата		37

$$[p]_{\text{доп.}} = \frac{2 \cdot [\sigma_{\text{кц}}] \cdot (\delta - c)}{D_{\text{н}} - 2(\delta - c)} = \frac{2 \cdot 363 \cdot (9 - 3,78)}{1020 - 2(9 - 3,78)} = 3,75 \text{ МПа.}$$

$$D_{\text{н}} - 2(\delta - c) \quad 1020 - 2(9 - 3,78)$$

допускаемый коэффициент запаса по давлению $[np]$, определяется по формуле: $[np] = [p]_{\text{доп.}} / [p]_{\text{норм.}} = 0,57$

В связи с тем, что коэффициент запаса по давлению значительно ниже 1, то такой дефект относится к категории **закритических** и работа газопровода при давлении, превышающем **3,75 МПа**, категорически запрещена.

2.9 Работы по вскрытию и идентификации дефектов

До начала работ по капитальному ремонту дефектных участков необходимо сбросить давление газа до атмосферного путем закрытия линейных кранов на границах ремонтных участков и открытия свечных кранов, с последующим отсечением ремонтируемого участка от магистрали и установкой сферических заглушек со стороны линейных кранов, и выполнить дегазацию газопровода. Все перечисленные работы производятся под руководством и силами ООО «Газпром трансгаз Томск».

Комплексные ремонтные огневые работы на газопроводе выполняются по предварительно разработанному ООО «Газпром трансгаз Томск» плану по организации и проведению огневых работ, для каждого участка проведения работ в соответствии с требованиями «Типовой инструкции по безопасному ведению огневых работ на газовых объектах ПАО «Газпром»» 2006 г. СТО Газпром. Весь персонал и механизмы, независимо от ведомственной принадлежности, на время проведения этих работ, поступает в полное оперативное и техническое подчинение руководителя ответственного за проведение огневых работ.

При привлечении сил и средств сторонних организаций передачу персонала и техники оформить двухсторонним приказом с указанием в нем:

					Обоснование необходимости проведения капитального ремонта участка МГ «НГПЗ – Парабель»	Лис
Изм	Лис	№ докум.	Подпис	Дата		38

- фамилий и квалификации лиц, выделяемых привлекаемой организацией;
- перечня передаваемых во временное пользование технических средств;
- представителя эксплуатирующей организации, назначаемого руководителем комплексной ремонтной работы.

После сброса давления в газопроводе и передачи участка в ремонт производится вскрытие ремонтируемого участка, очистка от изоляции и оценка технического состояния участка газопровода идентификация дефектов выявленных ВТД с проведением визуально - измерительного и приборного контроля: толщинометрии, применением неразрушающих методов контроля - радиографический контроль, комиссионное решение по ремонту дефектного участка.

По результатам обследования рабочей группой, назначенной комиссией по обследованию дефектов оформляются:

- акт визуального и / или измерительного контроля;
- протокол результатов инструментального обследования;
- заключение по проверке качества сварных соединений физическими методами контроля [13];
- акт оценки деформированного состояния газопровода в области вмятины и /или гофры согласно [14];
- акт обследования технического состояния деформированного участка газопровода [14];

После проведения визуально - измерительного контроля и других методов контроля, оформление актов и заключения комиссии по результатам обследования принимает решение по оптимальному методу ремонтных работ в соответствии с требованиями [14]. В ходе обследования оформляется Журнал обследования газопровода в соответствии с требованиями приложения 7 [15].

					Обоснование необходимости проведения капитального ремонта участка МГ «НГПЗ – Парабель»	Лис.
Изм	Лис	№ докум.	Подпис	Дата		39

2.10 Способы ликвидации выявленных дефектов. Причины проведения капитального ремонта участка МГ.

По результатам обследования и идентификации дефектных мест уточняются объемы и виды работ по устранению дефектов. Определяют требуемое количество труб и материалов.

Ремонт дефектных участков может выполняться следующим способом:

- выборочный ремонт вырезкой дефекта и монтажом «катушки», трубы;

- вырезкой дефектного участка, демонтаж его, монтаж трубопровода на бровке траншеи, изоляция и укладка, испытание участка, монтаж захлеста.

При сооружении МГ «НГПЗ – Парабель – Кузбасс» на отдельных участках были применены спиралешовные трубы 1020×9,5/10,5 сталь 17Г1С по ТУ 14-3-109-73 разрушение которых в процессе эксплуатации обусловило основную долю отказов и происшедших аварий на газопроводе «Парабель – Кузбасс». Несмотря на очевидную дешевизну (затраты на изготовление в два раза меньше, чем при производстве прямошовных труб), опасность спиралешовных труб заключается в их ненадежности связанной с образованием лавинообразных разрушений в случае образования предельных напряжений в металле трубы. За счет наличия спиралешовного шва труба имеет большую жесткость, плохо копирует рельеф местности и не поддается гнущю. При возникновении больших изгибающих усилий труба лавинообразно разрушается вдоль продольного спиралевидного шва.

					Обоснование необходимости проведения капитального ремонта участка МГ «НГПЗ – Парабель»	Лис.
Изм.	Лис.	№ докум.	Подпис	Дата		40

3. Расчетная часть

3.1. Расчет толщины стенки газопровода

Расчет толщины стенки газопровода ведется по методике отраженной в [4]. Исходные данные для расчета толщины стенки газопровода диаметра 1020 мм

$p = 5.5$ МПа – проектное рабочее давление;

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

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

Категория II - категория участка трубопровода;

m - коэффициент условий работы трубопровода $m=0.75$;

$k_1 = 1.34$ - коэффициент надежности по материалу принимаем по табл. 9 [1];

$k_n = 1$ - коэффициент надежности по назначению трубопровода. принимаемый по табл. [4].

$k_1 = 1.15$ - коэффициент надежности по материалу, принимаемый по табл. 10[1].

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

Принятый минимальный радиус упругого изгиба оси трубопровода $r = 750$ м

Расчетное сопротивление растяжению металла трубы определяется по формуле:

$$R_1 = \frac{R_1^H m}{k_1 k_n} = \frac{510 \cdot 0.75}{1.34 \cdot 1} = 285.45 \text{ МПа}$$

где: m - коэффициент условий работы трубопровода $m=0.75$;

$k_1 = 1.34$ - коэффициент надежности по материалу принимаем по

					Технология проведения капитального ремонта магистрального газопровода Нижневартовский газоперерабатывающий завод-Парабель.		
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата			
Разраб.		Абдуллаев А.А				Лит.	Лист
Руковод.		Саурев А.Л.					Листов
Консульт.					Расчетная часть		
Рук.ООП		Брусник О.В.				41	159
					ТПУ Группа 3-2Б5А		

табл. [4];

$k_n = 1$ -коэффициент надежности по назначению трубопровода, принимаемый по табл. [4].

Расчетное сопротивление сжатию металла трубы определяется по формуле:

$$R_2 = \frac{R_2^H m}{k_2 k_n} = \frac{360 \cdot 0.75}{1.15 \cdot 1} = 234.78 \text{ МПа}$$

где: k_2 -коэффициент надежности по материалу. принимаемый по табл. 10[1].

Расчетную толщину стенки трубопровода, см, определяем по формуле

$$\delta = \frac{npD_n}{2(R_1 + np)} = \frac{1.1 \cdot 5.5 \cdot 102}{2(285.45 + 1.1 \cdot 5.5)} = 1.06 \text{ см}$$

где: n - коэффициент надежности по нагрузке — внутреннему рабочему давлению в трубопроводе, принимаемый по [4];

$p = 5.5$ МПа – расчетное рабочее давление;

$D_n = 102$ см - наружный диаметр трубопровода.

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

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

$$\frac{D_n}{140} \leq \delta \leq 0.4$$

$$\frac{102}{140} \leq 1.0 \leq 0.4 \text{ Условие выполняется.}$$

Внутренний диаметр трубопровода равен:

$$D_{вн} = D_n - 2\delta = 102 - 2 \cdot 1.1 = 99.8 \text{ см}$$

Продольное осевое напряжение от расчетных нагрузок и воздействий:

$$\sigma_{пр.N} = -\alpha E \Delta t + \mu \frac{np D_{вн}}{2\delta_n}, \text{ МПа}$$

$$\sigma_{пр.N} = -0.000012 \cdot 206000 \cdot 40 + 0.5 \cdot \frac{1.1 \cdot 5.5 \cdot 99.8}{2 \cdot 1.1} = 38.35 \text{ МПа}$$

					Расчетная часть	Лис
						42
Изм.	Лис	№ докум.	Подпис	Дата		

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

$$\psi_3 = \sqrt{1 - 0,75 \left(\frac{\sigma_{кц}^H}{\frac{m}{0,9k_H} R_2^H} \right)^2} - 0,5 \frac{\sigma_{кц}^H}{\frac{m}{0,9k_H} R_2^H};$$

$$\psi_3 = \sqrt{1 - 0,75 \left(\frac{249,5}{\frac{0,75}{0,9 \cdot 1} \cdot 360} \right)^2} - 0,5 \frac{249,5}{\frac{0,75}{0,9 \cdot 1} \cdot 360} = 0,693 - 0,416 = 0,227$$

Значение продольного напряжения от нормативных нагрузок и воздействий:

$$\sigma_{пр}^H = \mu \sigma_{кц}^H - \alpha E \Delta t \pm \frac{ED_H}{2\rho};$$

Положительное значение продольного напряжения от нормативных нагрузок и воздействий:

$$\sigma_{пр(+)}^H = \mu \frac{p \cdot D_{вн}}{2 \cdot \delta} - \alpha E \Delta t + \frac{ED_H}{2\rho} = 0,3 \cdot \frac{5,5 \cdot 99,8}{2 \cdot 1,1} - 0,000012 \cdot 206000 \cdot 40 + \frac{206000 \cdot 102}{2 \cdot 75000}$$

= 116,05 МПа

Отрицательное значение продольного напряжения от нормативных нагрузок и воздействий:

$$\sigma_{пр(-)}^H = \mu \frac{p \cdot D_{вн}}{2 \cdot \delta} - \alpha E \Delta t - \frac{ED_H}{2\rho} = 0,3 \cdot \frac{5,5 \cdot 100}{2 \cdot 1,0} - 0,000012 \cdot 206000 \cdot 40 - \frac{206000 \cdot 102}{2 \cdot 75000} = -$$

164,11 МПа.

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

Так как принятое значение δ меньше ноля, то уточненное значение коэффициента $\psi_3 = 0,475$

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

$$|\sigma_{пр}^H| \leq \psi_3 \frac{m}{0,9k_H} R_2^H; \quad 164,11 < 0,474 \cdot \frac{0,75}{0,9 \cdot 1} \cdot 360 = 142,2$$

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

$$\sigma_{\text{кц}}^{\text{н}} \leq \frac{m}{0,9k_{\text{н}}} R_2^{\text{н}}; 249,5 < \frac{0,75}{0,9 \cdot 1} \cdot 360 = 300$$

Условие проверки на недопустимые пластические деформации выполняется.

3.2. Определение пропускной способности.

Исходные данные для расчета объемного расхода газопровода.

Диаметр $d = 1020$ мм, $d_{\text{вн}} = 998$ мм

Длина участка от КС «Вертикос» до КС «Парабель» $L = 144$ км

Толщина стенки трубы $\delta = 10,5$ мм

$P_{\text{н}} = 5,5$ МПа – расчетное рабочее давление в начале участка;

$P_{\text{к}} = 5,0$ МПа – расчетное рабочее давление в конце участка;

Плотность газа при стандартных условиях $\rho_{\text{г}} = 0,8$ кг/м³,

Газовая постоянная $R = 8,31$ Дж/(моль · К),

Коэффициент динамической вязкости $\mu = 12 \cdot 10^{-6}$ Па·с,

Коэффициент сжимаемости $z = 0,93$,

Температура грунта на глубине заложения газопровода 5 °С,

Эквивалентная шероховатость внутренней поверхности труб $\Delta = 0,2$ мм.

Задаваясь квадратичным законом получаем

$$\lambda = 0,067 \cdot \left(\frac{2 \cdot 0,2}{1000} \right)^{0,2} = 0,0140$$

Принимают расчетное значение $\lambda = 0,0157$.

Находим проектный массовый расход для газопровода:

$$G = \frac{\pi \cdot d^2}{4} \cdot \sqrt{\frac{(P_1^2 - P_2^2) \cdot d_{\text{вн}}}{\lambda \cdot z \cdot R_2 \cdot T \cdot L}}, \text{ кг/с}$$

$$G_{\text{м}} = \frac{3,14 \cdot 0,998^2}{4} \cdot \sqrt{\frac{(5,5^2 - 5,0^2) \cdot 10^{12} \cdot 0,998}{0,0157 \cdot 0,93 \cdot 8,31 \cdot 278 \cdot 144 \cdot 10^3}} = 824,151 \text{ кг/с}$$

Оцениваем объемный расход газопровода:

$$V = 824,151 / 0,8 = 1030,189 \text{ м}^3/\text{с} = 1030,189 \cdot 3600 = 3,709 \cdot 10^6 \text{ м}^3/\text{ч} \cdot 24 =$$

89,02 млн. м³/сут. или **32,492** млрд./год

					Расчетная часть	Лист
						44
Изм.	Лист	№ докум.	Подпис	Дата		

Определяем пропускную способность газопровода с учетом максимально допустимого давления равного $P_{\text{доп}}=3,75$ МПа.

$$G_m = \frac{3,14 \cdot 0,998^2}{4} \cdot \sqrt{\frac{(3,75^2 - 3,0^2) \cdot 10^{12} \cdot 0,998}{0,0157 \cdot 0,93 \cdot 8,31 \cdot 278 \cdot 144 \cdot 10^3}} = 767,599 \text{ кг/с}$$

$V = 767,599 / 0,8 = 959,499 \text{ м}^3/\text{с} = 959,499 \cdot 3600 = 3,454 \cdot 10^6 \text{ м}^3/\text{ч} \cdot 24 =$
82,89 млн. $\text{м}^3/\text{сут.}$ или **30,255** млрд/год.

					Расчетная часть	Лис
Изм.	Лис	№ докум.	Подпис	Дата		45

4. Конструктивная часть

4.1 Трубы и соединительные элементы

Выбор труб для ремонта линейной части газопровода выполнен на основании:

- требований [4];
- климатических условий района проведения ремонтных работ;
- номенклатур отечественных трубопрокатных заводов.

Для проведения ремонта газопровода приняты трубы:

102012 13Г1С-У ТУ 14-3-1698-2000 –прямошовные, изготовленные методом дуговой сварки под флюсом из стали с временным сопротивлением разрыву (предел прочности) 580 МПа., класса прочности К55 Выксунского металлургического завода для участков газопроводов I-ой, II-й и III-й категории, в количестве 10000 м.

Трубы 1020 должны быть поставлены с усиленным трехслойным противокоррозионным защитным покрытием толщиной 3,0 мм, нанесенным в заводских условиях, в соответствии с ТУ 14-3Р-36-2000:

- Эпоксидный праймер «Evrokote 712PP» BS «Coatin»
- Франция Адгезив «Fusabond EMB 158D», Dupont, Канада.
- Полиэтилен № Р601510 24.01.06.

Для монтажа кривых на углах поворота газопровода применены гнутые отводы ОГ 3-30°-1020(12К55)-7,5-0,75-5Ду-ХЛ в количестве двух штук.

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	Технология проведения капитального ремонта магистрального газопровода Нижневартовский газоперерабатывающий завод-Парабель.			
Разраб.		Абдуллаев А.А			Конструктивная часть	Лит.	Лист	Листов
Руковод.		Саурев А.Л.					46	154
Консульт						Кафедра транспорта и хранения нефти и газа Группа 3-2Б5А		
Рук.ООП		Брусник О.В.						
.								

5. Технологическая часть

5.1. Указания по организации и технологии производства работ по замене участка МГ «НГПЗ-Парабель»

1. Перед началом строительно-монтажных работ должны быть выполнены требования раздела «Техника безопасности при производстве работ» в части оформления разрешения на производство работ. Производство работ ведется согласно нормативным документам по правилам производства и приемке работ при строительстве магистральных газопроводов и сооружений на них.

2. Работы должны быть организованы в следующей технологической последовательности:

Назначить ответственных лиц по всем видам выполняемых работ.

- Получение разрешения на право производства работ.
- Получение разрешения на право производства работ в охранной зоне действующего газопровода и ВЛ10кв.
- Перевозка и подготовка к работе строительной и специальной техники.
- Завоз и складирование строительных материалов и запорной арматуры на временных складах с обеспечением их сохранности.

Обустройство места производства работ, а именно:

- разметка трассы;
- установка знаков ограждения газопровода;
- устройство вдольтрассового проезда;
- устройство площадки отстоя и обслуживания техники;
- установка жилых зданий для отдыха рабочих, занятых на

производстве работ.

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	Технология проведения капитального ремонта магистрального газопровода Нижневартовский газоперерабатывающий завод-Парабель.			
Разраб.		Абдуллаев А.А			Технологическая часть	Лит.	Лист	Листов
Руковод.		Саурев А.Л.					47	154
Консульт						ТПУ Группа 3-2Б5А		
Рук.ООП.		Брусник О.В.						

- Отключение и продувка заменяемого участка газопровода.
- Демонтаж заменяемого участка газопровода.
- Сварка газопровода в нитку, изоляция стыков, разработка траншеи, укладка газопровода в траншею.
- Балластировка газопровода и обратная засыпка.
- Испытание участков газопровода.
- Врезка в существующий газопровод.

3. Перед началом работ необходимо провешить заменяемый участок газопровода по оси вехами через 20м. Произвести отключение и продувку заменяемого участка, для этого необходимо освободить ремонтируемый участок от газа(общей протяженностью 10 км), выпуская газ на свечу. Все технические средства и персонал не занятый выпуском газа должны быть удалены от свечи не менее чем, на 200 м в наветренную сторону.

Укладку газопровода, включая замыкание и засыпку траншеи грунтом производить при температуре не ниже минус 20 градусов.

После окончания строительно-монтажных работ выполнить испытание газопровода гидравлическим способом согласно [10]и разработанной инструкции, согласованной с заказчиком. Газопровод испытать в один этап: после укладки и засыпки всего газопровода на давление $1,1P_{\text{раб}}=6,05$ МПа в верхней точке, но не более гарантированного заводом испытательного давления на трубы (8,48МПа) определяемое по ТУ.

5.2. Подготовительные работы

1. В состав подготовительных работ входит:

- предварительное обследование мест ремонта и окружающей территории;
- определение оси трассы, глубины заложения газопровода;
- устройство вдольтрассового проезда;

					Технологическая часть	Лис.
						48
Изм.	Лис.	№ докум.	Подпис	Дата		

- обустройство временных площадок складирования строительных материалов, мест временного базирования персонала и ремонта строительной техники;
- доставка и хранение необходимых строительных материалов, конструкций и оборудования;
- ремонтно-профилактическая подготовка техники и транспортных средств;
- подготовка средств защиты и пожаротушения.

2. Предремонтное обследование выполняют визуальным осмотром в натуре и инструментальными замерами для уточнения характера местности, фактического состояния существующих подъездных дорог и вдольтрассовых проездов, выявления опасной загазованности и ее источников.

3. Принять от представителей эксплуатирующей организации провешенную ось действующего газопровода по акту с приложением схемы газопровода на которой указать места для временных переездов через газопровод, (нефтепровод) места установки вех, глубину до верхней образующей трубы. Вехи должны иметь высоту 1.5-2м., табличку 200x150мм с указанием глубины в метрах и должны быть установлены через 50м. Оси параллельных ниток газопровода и других коммуникаций также отмечают на местности вешками.

4. При выполнении внутриплощадочных подготовительных работ заказчику необходимо:

- обозначить на местности местоположения ремонтируемого и прилегающих газопроводов, а также пересечения ремонтируемого газопровода со всеми коммуникациями;
- освободить ремонтируемый участок от газа и конденсата;
- отключить станции катодной и дренажной защиты на участке газопровода подлежащего ремонту;

					Технологическая часть	Лист
						49
Изм.	Лист	№ докум.	Подпис	Дата		

- обеспечить связью ремонтно-строительные потоки с диспетчерской службой предприятия, эксплуатирующего газопровод и ближайшей компрессорной станцией (п. Парабель);

5. Принять временный отвод земли под строительство с приложением схемы отвода, копией документа об отводе, и выносом

вехами на местности в местах поворотов границ отвода.

6. Обозначить границу зоны производства работ вехами не ближе 2м. от оси ремонтируемого газопровода. Вехи должны быть 1.5-2м. , с табличками 200x150мм и надписью «ГАЗ.»

7. Обустроить временный городок не ближе 250м от оси газопровода. Для сбора хозяйственно-бытовых вод предусмотреть металлическую емкость. За период строительства емкость необходимо опорожнять по мере необходимости специальным транспортом и вывезти в канализационно-очистные сооружения. Водоснабжение на хозяйственно-питьевые нужды предусмотрено привозной водой.

8. Оборудовать места для курения и внутрисменного отдыха для рабочих на месте производства работ. Установить передвижные бытовые охраняемые помещения, электростанции, сварочные комплекты.

9. Произвести разметку траншей под заменяемые участки газопровода.

10. Ознакомить всех участников производства с требованиями ППР под роспись, согласно прилагаемому бланку.

11. Получить разрешение от линейной службы на производство работ.

12. Выполнить дополнительную натурную разметку оси трассы и границ строительной полосы.

13. Работы по расчистке полосы отвода от леса и кустарника, срезке грунта и планировке трассы необходимо вести с опережением работ по вывозке труб.

					Технологическая часть	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпис	Дата		50

5.2.1. Строительство технологических переездов

1. Переезды транспортной и специальной строительной техники через действующие коммуникации допускаются только в специально оборудованных местах, расположение и конструкция которых определяются проектом и согласовываются с организациями, эксплуатирующими данные коммуникации.

2. Разработка выемок, устройство насыпей, устройство переездов, устройство подъездов в пределах охранных зон выполняются при наличии письменного разрешения эксплуатирующих организаций.

3. Угол пересечения строящегося переезда с магистральными трубопроводами должен быть близким к прямому, но не менее 60 градусов. Переезд должен быть обставлен по бокам столбиками высотой 1,2-1,5 м и оборудован с каждой стороны предупреждающими аншлагами: «Осторожно! Напорный нефтепровод», знаками запрещающими остановку и пробуксовку транспорта на трубопроводе.

4. Расстояние в свету от верхней образующей трубопровода до полотна переезда должно составлять не менее 1,5 м.

5. По окончании строительства переезда составить акт совместно с организацией эксплуатирующей трубопровод через который выполнен переход с соответствия конструкции и места расположения переезда.

5.2.2. Погрузочно-разгрузочные работы.

Для перевозки труб и других грузов используется автодорога «Томск-Парабель». Поступающие для капитального ремонта газопровода трубы подвергаются входному контролю, предусматривающему освидетельствование и отбраковку труб. Трубы не соответствующие ТУ или ГОСТ, отбраковываются. Результаты входного контроля оформляются актом [13]. Входной контроль осуществляет комиссия, созданная приказом по генподрядной организации.

Организация и технология выполнения погрузо-разгрузочных работ на промежуточных площадках приведены в технологической карте.

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

Технологическая карта на погрузочно-разгрузочные работы.
Технологическая карта разработана на комплекс погрузочно-разгрузочных работ для труб \varnothing 1020 мм. Исходные данные в табл. 5.

Таблица 5 Технологическая карта

Параметр	Марка количество	Примечание
1.	2.	3.
Выгрузка труб из железнодорожных полувагонов	Кран на пневмоходу КС-35714	На базе УПТОиК ООО «Газпром трансгаз Томск»
Погрузка на трубовозы УРАЛ-4320	Автомобильный кран КС-55713	На базе УПТОиК ООО «Газпром трансгаз Томск»
Транспортные работы	Трубовозы УРАЛ-4320	а/д «Томск-Парабель»
Выгрузка труб	Трубоукладчик «Комацу-D355С»	На трассе МГ «НПЗ-Парабель»
Диаметр труб	1020 мм	
Длина труб максимальная	11,5 м	
масса трубы при толщине стенки:		
12,0 мм	3430 кг	
Количество труб на ж/д платформе	13 шт.	
Количество труб в 1 км	89 шт.	
Количество труб Ду 1020 мм на трубовозе УРАЛ-4320	3 шт.	
Средняя скорость трубовоза	30 км/час	
Время затрачиваемое на погрузку, выгрузку трубовоза УРАЛ 4320	0,8 час	
Коэффициент использования автотранспорта	0,7	

Принимая во внимание наличие на трубах заводского наружного покрытия особое внимание необходимо уделять сохранности покрытия в процессе их перевозки и проведения погрузо-разгрузочных работ.

Для транспортировки трубных секций на трассу потребуется 5 трубовозов марки УРАЛ 4320. Разгрузка труб из ж/д платформ краном КС-35714.

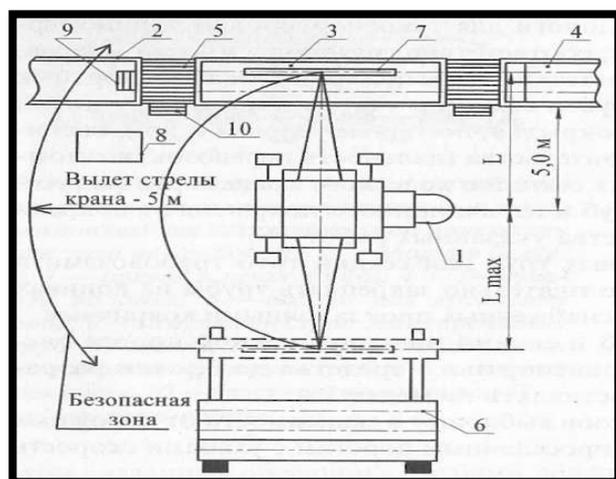


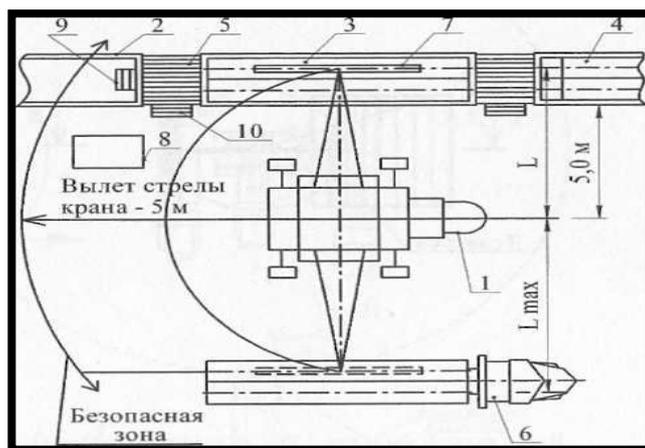
Рис. 4 Схема организации работ при выгрузке труб из железнодорожных полувагонов с укладкой в штабель: 1 — кран КС; 2 — разгруженный полувагон; 3 — разгружаемый полувагон; 4 — вагон с трубами; 5 — переходной мостик-площадка; 6 — штабель; 7 — траверса; 8 — место для складирования лесных и увязочных материалов; 9 — инвентарная лестница малая; 10 — инвентарная лестница большая.

Изм.	Лист	№ докум.	Подпис	Дата
------	------	----------	--------	------

Разгрузку труб из полувагонов по возможности производить непосредственно на автотранспорт или с промежуточным складированием на прирельсовой площадке.

Первый ярус труб укладывать на одинаковом расстоянии друг от друга около 50 мм. От бокового сдвига трубы защищены клиньями, подогнанными к диаметру трубы. Трубы второго и третьего яруса укладываются в положение "седло".

Рис. 5 Схема организации работ при выгрузке труб из железнодорожных полувагонов с погрузкой на трубовозы: 1 — кран КС; 2 — разгруженный полувагон; 3 — разгружаемый полувагон; 4 — вагон с трубами; 5 — переходной мостик-площадка; 6 — трубовоз; 7 — траверса; 8 — место для складирования лесных и увязочных материалов; 9 — инвентарная лестница малая; 10 — инвентарная лестница большая.



Трубы поставляются с предохранительными кольцами, которые не должны сниматься без надобности до сварки трубы.

Таблица 6 Состав звена при погрузке

№ п/п	Профессия	Разряд	Количество
1.	Машинист крана	6	1
2.	Такелажник	3	4

Таблица 7 Материально-технические ресурсы

№ п/п	Наименование	Марка	Количество
1.	Кран на пневмоходу	КС-35714	1
2.	Башмак для подклинивания ж/д платформ.		6
3.	Клинья страховочные для труб		40
4.	2-х ветевой строп		1

Таблица 8 Входной контроль качества труб

Состав контроля	Кто контролирует	Периодичность (режим контроля)	Техническое оснащение контроля	Примечание
1.1. Проверка Сертификатов на трубы	Мастер	Непрерывно, на каждую партию	Визуально	В процессе выгрузки трубы должны быть проверены по сертификатам на соответствие техническим требованиям по качеству металла геометрическим размерам труб.

1.2. Наличие маркировки.	Мастер	Непрерывно, на каждой трубе	Визуально	На каждой трубе должен быть зав. №
1.3. Соответствие параметров и размеров труб рабочим чертежам и ТУ	Мастер	Непрерывно, на каждую партию	Визуально, линейка, штангенциркуль	Соответствие ГОСТ 24950-81, ТУ 84-94
1.4. Проверка состояния поверхности труб.	Мастер	Непрерывно, каждую трубу	Визуально, универсальный шаблон сварщика, УШС-3, линейка ГОСТ 427-75.	Соответствие СНиП III-42-80*
	Прораб	Выборочно, в местах вызывающих сомнение.	то же	

Погрузка труб на трубовозы автокраном КС-55717.

Перевозка изолированных труб должна производиться на трубовозах. Трубы крепят стропными тросами с обоих торцов во избежание продольных перемещений.

«Коники» трубовозов по поверхности опирания на них изолированных труб должны быть оборудованы резиновыми прокладками. Их изготавливают из утильных автопокрышек, которые разрезают и крепят к «коникам» с помощью съемных планок.

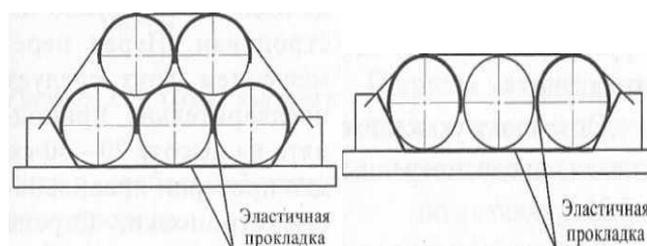


Рис. 6 Схемы укладки и увязки труб на плете возе.

Водитель трубовоза при проведении работ должен выйти из кабины, отойти на безопасное расстояние и следить за погрузкой.

При выгрузке труб на трассе МГ, складирование труб производить на ровной горизонтальной поверхности, с обязательной установкой деревянных подкладок. Перемещение труб производится трубоукладчиком с применением мягких полотенец ВМП-2.

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

Не допускается наличие в грунте твердых включений гальки, гравия, щебня, металлических отходов, которые могли бы привести к повреждению изоляционного покрытия. В зимнее время появляется вероятность порчи покрытий от неровностей мерзлого грунта, а также для предотвращения примерзания к почве, использовать прокладки из мягких пород деревьев.

Трубоукладчик поднимает трубу за центр и после отъезда транспортного средства перемещает ее и укладывает под острым углом к оси траншеи на лежки. Для предотвращения бокового скатывания труб с

раскладочной опоры предусмотрено применять инвентарные фиксирующие клинья, которые подбивают под трубу с обеих сторон.



Фото 1 Выгрузка труб на трассе трубоукладчиком «Комацу-D355С».

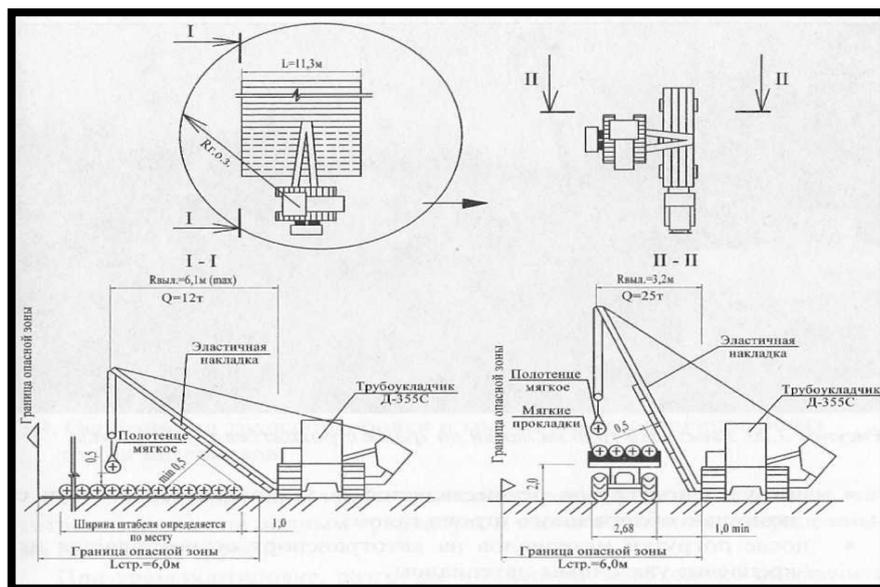


Рис. 7 Схема выгрузки и погрузки труб трубоукладчиком

Изм.	Лист	№ докум.	Подпис	Дата
------	------	----------	--------	------

Для предотвращения бокового скатывания труб с раскладочной опоры предусмотрено применять инвентарные фиксирующие клинья, которые подбивают под трубу с обеих сторон.



Фото 2 Раскладка труб на лежки по трассе

Категорически запрещается перемещать трубы траверсой волоком и «на себя».

Таблица 10 Состав звена при выгрузке

№№ п/п	Профессия	Разряд	Количество
1.	Машинист трубоукладчика	6	1
2.	Такелажник	3	2

5.3. Земляные работы

Земляные работы при строительстве газопровода выполнять в соответствии с требованиями [8], [16].

5.3.1 Расчистка полосы строительства

В соответствии с нормами [17], полоса отвода на землях несельскохозяйственного значения составляет 28 м.

Расчистку от леса выполняет специализированная бригада.

Планировка строительной полосы включает в себя срезку косогоров и бугров, склонов с одновременной подсыпкой низинных мест местным грунтом и планировку микрорельефа с геодезическим контролем на полосе рытья траншеи, благодаря которой обеспечивается профиль траншеи, соответствующий упругому изгибу газопровода при его укладке. Планировку строительной полосы выполняют бульдозером на базе трактора Т-170, или аналогичным (Фото 3). Плодородный слой почвы является ценным, медленно восстанавливаемым природным ресурсом, поэтому при ведении строительных работ приводящих к нарушению и снижению свойств почвенного слоя предусматривается рекультивация.

										Лис.
										56
Изм.	Лис.	№ докум.	Подпис	Дата						

Определить шурфованием точное местонахождение газопровода, установить вешки с обеих сторон трубы, так чтобы вешки четко показывали правую и левую грань трубы. Произвести срезку растительного грунта на



Фото 3 Бульдозер Б-170М101Е

минимальную ширину траншеи по верху плюс 0.5 м в каждую сторону, т.е. на ширину 5,2 м. Растительный грунт должен быть снят и перемещен во временный отвал. Рекультивацию производить только с полосы разрабатываемой траншеи. Для проведения работ по рекультивации плодородного слоя в охранной зоне газопровода разрешается применять бульдозеры(мощность не более 200 л.с.).

5.3.2 Устройство вдоль трассового проезда

Для осуществления перевозок по трассе газопровода, проезда и работы предназначен вдоль трассовый проезд, предусмотренный на полосе строительства. В местах пересечения болот необходимо проложить лежневые дороги.

Так же в состав работ по устройству вдоль трассового проезда входит сооружение переездов через, ручьи, канавы, трубопроводы и кабели.

Переезды через действующие коммуникации конструктивно выполнить с использованием железобетонных дорожных плит. Минимальное расстояние от верха покрытия до верхней образующей подземных коммуникаций должно быть не менее 1,5 м, проезжая часть не менее 4 м. До начала работ по устройству переездов через действующие коммуникации следует:

- согласовать конструкции и места устройства переездов с владельцами действующих подземных коммуникаций;
- геодезическую разбивку оси дороги, оси и границ переезда;

					Технологическая часть	Лис
Изм.	Лис	№ докум.	Подпис	Дата		57

- планировку подъезда техники к месту устройства переездов;
- получить разрешение на проведение работ по устройству переездов у начальника Парабельской ПП Томского ЛПУ МГ.

5.3.3 Раскопка траншеи. Засыпка вновь построенного участка.

Вскрытие существующего газопровода.

Земляные работы при ремонте газопроводов выполнять в строгом соответствии с ППР. Вскрытие действующих коммуникаций должно производиться в присутствии представителей организаций, эксплуатирующих эти коммуникации, и под руководством ответственного ИТР.

При пересечении трассы с действующими подземными коммуникациями разработку грунта механизированным способом производить с учетом требований [8], на расстоянии не ближе 2 м от боковой стенки и не менее 1 м над верхом коммуникаций (трубы, кабеля и др.)

Оставшийся грунт должен дорабатываться вручную и с применением мер, исключающих возможность повреждения этих коммуникаций.

После вскрытия механизированным способом участки заземленного газопровода, а также участки, примыкающие к кранам, тройникам, отводам на расстоянии не менее 5 м дорабатывать вручную.

Вскрытие демонтируемого участка производится экскаватором на глубину ниже образующей не менее чем на 0,5 м. Грунт, вынутый из траншеи, следует укладывать в отвал с одной (с правой по ходу газа) стороны, оставляя другую сторону свободной для передвижения транспорта и производства прочих работ, следовательно отвал грунта будет находиться между существующим и проектируемым газопроводом. Ширина полосы отвода при строительстве газопровода Ø 1020 мм составляет 28 м. После демонтажа трубопровода производится засыпка траншеи с последующей разработкой проектной траншеи.

					Технологическая часть	Лис
						58
Изм.	Лис	№ докум.	Подпис	Дата		

Параметры разрабатываемой траншеи для вновь построенного участка газопровода устанавливаются в технологической карте, и принимаются – ширина траншеи в зависимости от грунтов, а также размеров ковша экскаватора, глубина по проекту.

Перед засыпкой газопровода, уложенного в траншею, должны быть выполнены:

- проверка правильного положения трубопровода и плотного его прилегания ко дну траншеи;
- проверка качества изоляционного покрытия и при необходимости его исправление;
- проведение работ по предохранению изоляционного покрытия от механических повреждений при засыпке;
- выдача машинисту землеройной техники наряда-заказа на производство работ по засыпке.

Засыпку траншеи производить после получения письменного разрешения заказчика, непосредственно вслед за спуском вновь построенного газопровода, и следует выполнять бульдозерами прямолинейными, косопоперечными, параллельными, косоперекрестными или комбинированными проходами. В стесненных условиях строительной полосы, а также в местах с уменьшенной полосой отвода работы должны выполняться косопоперечными, параллельными или косоперекрестными проходами бульдозером. На болотах и периодически затопляемых участках трасы разработка и засыпка траншеи предусмотрена одноковшовым экскаватором с лежневой дороги.

При пересечении газопровода с кабелями электроснабжения или связи выполняется узел защиты кабеля. Разработка грунта на расстоянии 2 м до и 2 м после коммуникации выполняется только вручную.

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

Работы по снятию и восстановлению плодородного слоя почвы производится в соответствии с разделом рабочего проекта по рекультивации земель.

На основании исходных данных и согласований землепользователей принимается следующее:

- рекультивации подлежат земли сельскохозяйственного значения.
- проектом предусмотрено по трассе газопровода снятие и последующее восстановление плодородного слоя почвы на полосе шириной 3,5 м. Средняя толщина рекультивируемого слоя составляет 0,3-0,4 м.

Плодородный слой почвы снимается и укладывается в отвал для использования его при восстановлении (рекультивации) участков.

При снятии, перемещении и хранении плодородного слоя почвы не допускается смешивание его с подстилающими породами. Расстояние между валом плодородного грунта и валом минерального грунта составляет 2 м.

Исключить загрязнение горюче-смазочными жидкостями и материалами.

Запрещается использование плодородного слоя почвы для засыпки траншей, приямков, котлованов.

По окончании реконструкции участка магистрального газопровода выполняется окончательная планировка полосы отвода, уплотнение минерального грунта над траншей и на рекультивируемую полосу наносят плодородный слой грунта перемещением его бульдозером из временного отвала. Превышение вала над трубопроводом относительно прилегающей территории после нанесения плодородного слоя почвы не должно превышать 20 – 25 см.

После укладки трубопровода и его засыпки проводят восстановление плодородного слоя.

Перед восстановлением необходимо:

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

- убрать строительный мусор с полосы рекультивации;
- спланировать и уплотнить минеральный грунт по ширине засыпанной траншеи;
- распределить излишки минерального грунта по полосе рекультивации.

Рекультивацию выполняют в следующем составе:

Таблица 11 Оснащение звена

№№ п/п	Наименование	Марка	Количество, шт
1	2	3	4
1	Бульдозер	Б-170М101Е	2
2	Газоанализатор	СГГ-4М	1
3	Медицинская аптечка		1
4	Средства пожаротушения		1

Излишний минеральный грунт равномерно распределяют по всей ширине полосы рекультивации.

Контроль и надзор за выполнением рекультивации возлагают на начальника потока. В процессе работы геометрическим нивелированием контролируют отметки рекультивированной полосы.

Разработка траншеи под укладку нового газопровода.

Разработку траншеи под укладку вновь построенного газопровода производят экскаватором (Рис. 8).

Схема размещения грунта выбирается в зависимости от взаимного расположения параллельно проложенных трубопроводов и других коммуникаций, возможного направления движения ремонтной колонны, с учетом рельефа местности и т.п.

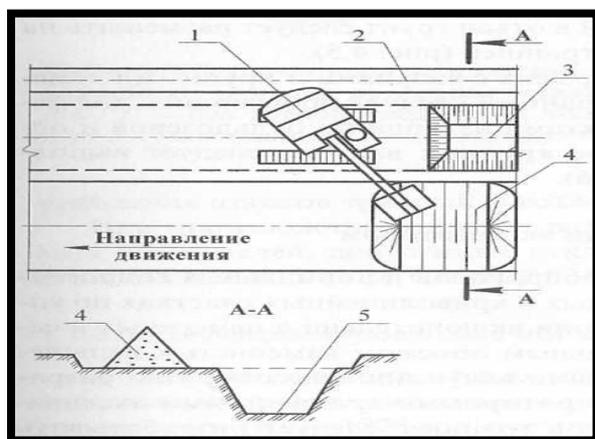


Рис. 8 Схема разработки траншеи одноковшовым экскаватором: 1 — экскаватор; 2 — смонтированный трубопровод; 3 — ось траншеи; 4 — отвал грунта; 5 — дно траншеи.

До разработки траншеи под укладку трубопровода необходимо по оси трубопровода восстановить вешки определяющие положение оси газопровода.

Схема размещения грунта выбирается в зависимости от взаимного расположения параллельно проложенных трубопроводов и других коммуникаций, возможного направления движения ремонтной колонны, с учетом рельефа местности и т.п.

Разработка траншеи производится в следующем составе:

Таблица 12 Состав звена

№№ п/п	Профессия	Разряд	Количество, чел.
1	Машинист экскаватора	6	2
2	Машинист бульдозера	5	1

Таблица 13 Оснащение звена

№ п/п	Наименование	Марка	Количество, шт.
1	Экскаватор	«Хитачи 240»	1
2	Бульдозер	Б-170М101Е	1
4	Медицинская аптечка		1

При проведении работ в водонасыщенных грунтах вскрытие трубопровода следует начинать с пониженных мест для спуска и откачки воды.

До начала работ по засыпке уложенного трубопровода необходимо установить устройства электрохимзащиты.

Засыпать траншею следует непосредственно после укладочных работ в течение одной смены после подключения средств ЭХЗ и оформления разрешения на засыпку.

До засыпки уложенного и траншею трубопровода необходимо:

- проверить проектное положение трубопровода;
- проверить целостность изоляционного покрытия;
- выполнить работы по предохранению изоляционного покрытия от механических повреждений, если они предусмотрены проектом;
- получить письменное разрешение от заказчика на засыпку и наряд-задание на производство работ.

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



Фото 4 Экскаватор «Хитачи 240»

Засыпку трубопровода грунтом из отвала следует производить после осуществления присыпки мелкими фракциями грунта.

Присыпка выполняется экскаватором «Хитачи 240» (фото 4), окончательная засыпка бульдозером.

В процессе засыпки оставшийся грунт из отвала перемещают бульдозером под углом 45 - 60 град, к оси траншеи косопоперечными проходами.

На криволинейных участках засыпку начинают с середины кривой по направлению к её концам.

Засыпку траншеи следует производить в следующем составе:

Таблица 14 Состав звена

№№ п/п	Профессия	Разряд	Количество, чел
1	2	3	4
1	Машинист экскаватора	6	1
2	Машинист бульдозера	5	2

Таблица 15 Оснащение звена

№№ п/п	Наименование	Марка	Количество, шт.
1	2	3	4
1	Экскаватор	«Хитачи 240»	1
2	Бульдозер	Б-170М101Е	2
3	Медицинская аптечка		1

На участках с вертикальными кривыми (в оврагах, балках, на холмах и т.д.) засыпку следует производить с двух сторон сверху вниз.

Требование к качеству и приемке работ.

Контроль качества засыпки, уложенных в траншею трубопроводов, проводят в соответствии с проектом и требованиями нормативных документов:

Контроль качества засыпки трубопровода производят периодически через каждые 50 м.

Во время контроля проверяют:

- качество засыпаемого грунта, в его составе не должно быть комьев размером более 5 см щебня, гравия и других крупных включений;
- толщину засыпаемого слоя и высоту валика на соответствие проекту, при этом допустимое отклонение от нормы не должна быть более 20 мм.

После выполнения работ представитель заказчика и производитель работ составляют акт на засыпку трубопровода по форме № 3.б [13] .

Технологическая карта операционного контроля.

Таблица 16

Наименование процессов, подлежащих контролю	Предмет контроля.	Инструмент и способ контроля	Время контроля	Ответственный контролёр	Технические критерии оценки качества
1.	2.	3.	4.	5.	6.
Разбивка оси траншеи	Отклонение разбивочной оси от проектной	Теодолит	До начала рытья траншеи	Геодезист	Отклонение фактической оси траншеи от проектной должно быть не более 50 мм на 1 км трассы
Расчистка трассы, срезка попок, бугров, планировка	Наличие бугров, ям, рытвин на полосе	Теодолит	До начала рытья траншеи	Геодезист, прораб	Недопустимость наличия в полосе строительства бугров, ям, рытвин.
Рытье траншеи	Ширина траншеи по дну	Мерная лента, теодолит, шаблон	Периодически	Геодезист	Допустимое отклонение половины ширины траншеи по отношению к разбивочной оси: + 20 см - 5 см
	Глубина траншеи	Рейка мерная	Периодически	Мастер	Соответствие проекту
	Отметка дна траншеи на прямолинейных участках	Нивелир	Периодически	Мастер Геодезист	Перебор грунта не допускается
	Отметка дна траншеи на вертикальных кривых упругого изгиба	Нивелир	Периодически	Мастер Геодезист	Перебор грунта не допускается
	Отметка	Нивелир	Периодически	Мастер	Перебор грунта не

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

	дна траншеи на вертикальных кривых принудительного гнущая		ки	Геодезист	допускается
	Крутизна откосов	Шаблоны	Выборочно	Мастер	Соответствие проекту
	Состояние дна траншеи	Визуально	Выборочно	Мастер	Ровная поверхность дна траншеи без гребешков и обвалившегося грунта
Засыпка трубопровода	Качество грунта и засыпка.	Визуально	Непрерывно в процессе работы Периодически (через 50 м)	Исполнитель	Недопустимо: наличие пустот под трубопроводом и в пазухах засыпанной траншеи, наличие в засыпаемом грунте комьев размером более 5 см., щебня, крупного гравия и других крупных включений. Толщина засыпаемого слоя должна соответствовать проекту допустимые отклонения, мм: плюс 20; минус 0.
	Толщина засыпаемого слоя и высота валика.	Визуально мерная линейка мерный щуп	Непрерывно в процессе работы периодически (через 50 м.)	Мастер	

Разработка траншеи для демонтажа старой трубы.

Для раскопки старой трубы применен экскаватор «Хитачи 240» с обратной лопатой. Применение данного экскаватора позволяет значительно уменьшить время раскопки за счет исключения затрат времени на перемещение механизма поперек трубы.

Для устойчивой и надежной работы машин и механизмов полоса трассы в зоне их движения должна быть спланирована и по оси трубопровода вновь забиты вешки определяющие положение трубопровода и коммуникаций, проходящих в одном техническом коридоре. Поперечный профиль и размеры разрабатываемой траншеи представлен на рисунке 5.7. Во избежание повреждений трубопровода минимальное расстояние между стенкой трубы и ковшом работающего экскаватора должно быть не менее 0,2 м.

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

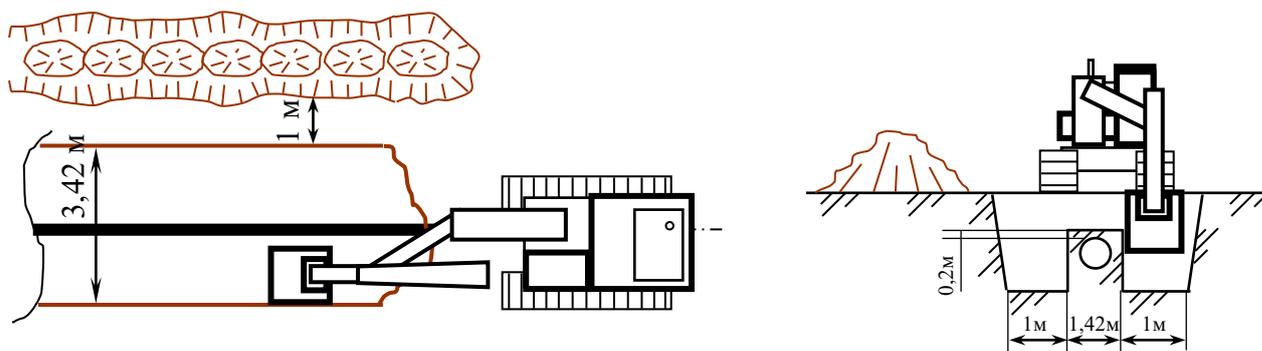


Рис. 8 Поперечный профиль и размеры разрабатываемой траншеи

Ширина траншеи определяется по формуле:

$$B = D + 2K + 2S = 1,02 + 2 \times 1,0 + 2 \times 0,2 = 3,42 \text{ м.}$$

где: D - диаметр газопровода;

K – ширина режущей кромки ковша;

S – толщина оставляемого слоя грунта.

С помощью экскаватора вскрыть демонтированный участок трубопровода на глубину ниже нижней образующей на глубину необходимую для прохода подкапывающей автоматизированной машины.

После демонтажа трубы бульдозером засыпать траншею. При этом на участке разработки новой траншеи, для возможности доступа экскаватора, необходимо вывезти демонтированный газопровод на площадку хранения труб Вертикосской ПП Александровского ЛПУ МГ.

Траншеи с вертикальными стенками без крепления разрабатываются одноковшовым экскаватором в грунтах естественной влажности с ненарушенной структурой при отсутствии грунтовых вод на глубину, не более:

- в насыпных песчаных и гравелистых грунтах 1,00 м
- в супесях 1,25 м
- в суглинках и глинах 1,50 м
- в особо плотных нескальных грунтах 2,00 м

Для рытья траншей большей глубины необходимо устраивать откосы различного заложения в зависимости от состава грунта при уровне грунтовых вод ниже глубины выемки

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

Таблица 17 Допустимая крутизна откосов траншеи

Грунты	Глубина траншей, м					
	До 1,5		1,5-3,0		3,0-5,0	
	Угол откоса, град	Уклон	Угол откоса, град	Уклон	Угол откоса, град	Уклон
1	2	3	4	5	6	7
Насыпной	56	1:0,67	45	1:1,00	38	1:1,25
Песчаный и гравийный	63	1:0,50	45	1:1,00	45	1:1,00
Супесь	76	1:0,25	56	1:1,067	50	1:0,85
Суглинок	90	1:0,00	63	1,050	53	1,075
Глина	90	1:0,00	76	1,025	63	1,050
Лессовидный сухой	90	1:0,00	63	1:0,50	63	1:0,50
Песчаный и супесчаный	76	1:0,25	60	1:0,57	53	1:0,75

При проведении работ в водонасыщенных грунтах вскрытие трубопровода следует начинать с пониженных мест для спуска и откачки воды.

Разработка траншеи производится в следующем составе:

Таблица 18 Состав звена

№№ п/п	Профессия	Разряд	Количество, чел
1	2	3	4
1	Машинист экскаватора	6	1
2	Машинист бульдозера	5	1

Таблица 19 Оснащение звена

№№ п/п	Наименование	Марка	Количество, шт.
1	2	3	4
1	Экскаватор	«Хитачи 240»	1
2	Бульдозер	«Камацу D355C».	1
3	Газоанализатор	СГГ-4М	1
4	Медицинская аптечка		1
5	Средства пожаротушения		1
6	Рулетка в закрытом корпусе	50 м	1
7	Рейка мерная с сантиметровой шкалой	3 м	1
8	Инвентарная приставная лестница		1

5.4. Строительство нового участка газопровода

5.4.1. Сварочно-монтажные работы

Сварку трубопровода производить по разработанной в проекте производства работ технологической карте сварки, согласно

					Технологическая часть	Лис.
Изм.	Лис.	№ докум.	Подпис	Дата		66

аттестованной технологии сварки с соблюдением правил техники безопасности и пожарной безопасности. К выполнению сварочных работ следует допускать сварщиков, прошедших ежегодную проверку квалификации [9].

Сварочно-монтажные работы при сооружении участка газопровода включают следующие операции:

- подготовку к сборочным и сварочным работам;
- сборку и сварку секций в сплошную нитку на трассе;
- контроль качества сварных соединений трубопроводов.

Перед сборкой и сваркой секций труб в нитку в условиях трассы должны быть выполнены следующие подготовительные работы:

- развезены и уложены трубы на расстоянии не более 1,5 м от бровки траншеи под углом 15-20 к проектной оси траншеи;

- размещены в зоне производства работ трубоукладчики, сварочные агрегаты, бульдозер, центратор, емкости ГСМ, инвентарные лежки и другое необходимое оборудование и инструменты;

- установлены на полосе отвода вагончики для обогрева людей, хранения инвентаря и сварочных материалов;

Перед сборкой трубопровода необходимо выполнить следующие операции:

- конец трубопровода уложить на инвентарные лежки;

- произвести визуальный осмотр поверхности труб (при этом трубы не должны иметь недопустимых дефектов, регламентированных техническими условиями на поставку труб);

- очистить внутреннюю полость труб от попавшего внутрь грунта, грязи, снега;

- выправить или обрезать деформированные концы и поврежденные поверхности труб;

- очистить до чистого металла кромки на ширину не менее 10 мм (внутреннюю и наружную поверхности труб).

										Лист
										67
Изм.	Лист	№ докум.	Подпис	Дата						

Работы по сборке и сварке трубопроводов должны выполняться в два этапа:

I этап – центровка секций при сварке в нитку и сварка первого корневого слоя шва;

II этап – сварка последующих слоев и контроль качества сварного шва.

Контроль качества сварных стыков производится:

систематическим операционным контролем, осуществляемым в процессе сборки и сварки трубопровода;

- визуальным осмотром и обмером геометрических параметров сварных швов;

- проверкой сварных швов радиографическим методом;

Сборка труб должна производиться на внутренних центраторах. Сборка захлестов и других стыков, где применение внутренних центраторов невозможно, производится с применением наружных центраторов.

Сварочно-монтажные работы допускается выполнять при температуре окружающего воздуха не ниже минус 40 градусов.

При силе ветра более 10 м/сек и выпадении осадков обязательно при сварке применение инвентарных укрытий.

Для обеспечения заданного темпа, ритмичного и качественного выполнения работ, сварку секций труб выполняют поточным методом.

В составе комплексной бригады, основой которой является поточная организация сварки комбинированным способом, выделяются следующие бригады и звенья:

- головное звено,
- завершающее звено.

Головное звено выполняет следующие основные работы:

- зачищает кромки труб под сборку и сварку;

					Технологическая часть	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпис	Дата		68

- перемещает очередную трубу к стыку и устанавливает на неё центратор;
- осуществляет предварительный подогрев или просушку;
- производит центровку стыка;
- выполняет сварку корневого слоя шва;
- осуществляет зачистку и вышлифовывание неровного рельефа наружной поверхности корневого слоя шва;
- высвобождает и перемещает центратор;
- подвозит технологическое оборудование для начала цикла сборки и сварки следующего стыка.

Таблица 20 Состав бригады при поточном методе сварки неповоротных стыков секций труб диаметром 1020 мм.

№ п/п	Профессия	Разряд	Количество
1	2	3	4
1.	Машинист крана-трубоукладчика	6	1
2.	Монтажник наружных трубопроводов	4	1
3.	Монтажник наружных трубопроводов, газорезчик	6	1
4.	Электросварщик	6	8
5.	Машинист эл. сварщик	5	3
6.	Такелажник	3	1
7.	Машинист бульдозера	5	1
8.	Водитель вахтового автобуса		1

Таблица 21 Материально-техническое оснащение бригады

№ п/п	Наименование	Марка	Количество
1.	Кран-трубоукладчик	ДС-355С	1
2.	Электростанция	ДЭС-100	3
3.	Бульдозер	ДЗ-29С	1
4.	Центратор внутренний	ЦВ-107	1
5.	Бытовка		1
6.	Вахтовый автобус	Урал	1
7.	Инвентарная опора		2

Зачистка кромок под сборку и сварку. Центровка и сборка стыка

Кромки труб и прилегающие к ним внутреннюю и наружную поверхности труб очистить до металлического блеска на ширину не менее 10 мм. Сборку труб при дуговой сварке в непрерывную нить следует производить с применением внутренних центраторов. При сборке

					Технологическая часть	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпис	Дата		69

запрещается нагрев и ударная правка концов труб. При сборке расстояние между продольными швами смежных труб должно быть не менее 100 мм.

Выполнение сварочных работ не допускается при температуре воздуха ниже - 40 градусов. При ветре более 10 м/сек и выпадении осадков запрещается работа без инвентарных укрытий. При перерыве в работе концы свариваемого участка трубопровода необходимо закрыть инвентарными заглушками для предотвращения попадания внутрь трубы влаги, снега, грязи и т.п. Разность толщин стенок трубы не должна превышать 3,0 мм.

Смещение кромок труб при сборке не должно превышать 2 мм. Допускается локальное смещение кромок труб не более 3 мм. Общая длина таких смещений не должна превышать 1/6 периметра трубы.

Величина технологического зазора при сборке труб Ду 1020x11 мм - 2,5 -3,5 мм - при сварке корневого слоя электродами с основным видом покрытия.

Освобождать жимки центратора разрешается после выполнения не менее - 3/4 периметра стыка корневого слоя, при сварке электродами с основным видом покрытия.

До полного завершения корневого слоя не разрешается смещать, сдвигать или перемещать свариваемый стык.

Подогрев (или просушка) стыкуемых кромок труб.

При сварке электродами с основным видом покрытия подогрев кромок труб на 100 °С, требуется при температуре окружающего воздуха ниже - 35 °С

Просушка торцов труб до температуры 50 °С обязательна:

- при наличии влаги на кромках при любой температуре воздуха;
- температура предварительного подогрева при соединении 2-х труб из различных марок стали или различной толщины стенки, которые должны быть нагреты на различающиеся температуры, устанавливаются по

					Технологическая часть	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпис	Дата		70

максимальному значению. Замерять температуру следует контактными термопарами или термокарандашами;

- при температуре воздуха ниже +5 градусов;
- ширина зоны подогрева должна быть не менее 150 мм (по 75 мм от линии стыка).

Ручная электродуговая сварка корневого шва

Сварка корневого слоя выполняется электродами с основным видом покрытия. Направление сварки - «на подъем», ток – постоянный, полярность - обратная. Процесс дуговой сварки следует начинать и заканчивать не ближе 100 мм. от продольного шва трубы.

Перемещать внутренний центратор разрешается только после того, как корневой слой шва сварен на 3/4 периметра стыка.

При вынужденных перерывах во время сварки корневого слоя шва необходимо поддерживать температуру торцов труб на уровне требуемой температуры предварительного подогрева. Если это условие не соблюдено, то стык должен быть вырезан и заварен вновь.

После завершения сварки корневого слоя шва необходимо с помощью шлифовальной машинки тщательно очистить его от шлака.

Ручная электродуговая сварка заполняющего и облицовочного слоя шва.

Сварка стыков труб электродами с покрытием основного вида производится методом на «подъем» с поперечными колебаниями на минимальной длине дуги для электродов диаметром 4,0 мм.

Не рекомендуется осуществлять сварку техникой резкого выброса сварочной дуги вверх до начала отекания расплавленного металла с последующим его "размазыванием" поперечными колебаниями.

Сварной шов облицовочного слоя должен перекрывать основной металл в каждую сторону на 3 мм и иметь усиление 1-3 мм.

При дуговой сварке с наружной стороны трубы, для предупреждения дефектов между слоями перед выполнением каждого последующего слоя,

					Технологическая часть	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпис	Дата		71

поверхность предыдущих слоев должна быть очищена от шлака и брызг направленного металла.

Незаконченными сварные соединения оставлять не разрешается.

Сварочные материалы

При температуре окружающего воздуха ниже +5°C прокаленные электроды, предназначенные для сварки корневого слоя шва с основным видом покрытия непосредственно после сушки (прокалки).

Таблица 22 Параметры термостирования электродов

Назначение	Марка электрода	Диаметр, мм	Температура прокалки, °С	Время прокалки, час	Сварочный ток, А		
					Вертик.	Потол.	Нижнее
Сварка, и ремонт корневого шва	ОК 53-70 УОНИ-13/45 LB-52U	3.2	300-350	1.0-1.5	80-120	90-110	90-130
Сварка и ремонт заполняющих и облицовочного слоев шва	ОК 74-70	4.0	300-350	1.0-1.5	110-170	150-180	140-180

Повторный ремонт одного и того же стыка не допускается. Если это условие не выполняется, стык подлежит вырезке. Ремонт дефектных участков швов должен осуществляться путем их вышлифовки с помощью абразивных кругов. Если протяженность дефектного участка менее 100 мм., разрешается местный подогрев; в других случаях необходим предварительный подогрев по всему периметру, с обязательным контролем температуры. Длина вышлифовки должна превышать фактическую длину наружного или внутреннего дефекта не менее, чем на 30 мм. в каждую сторону.

Ширина вышлифованного участка при ремонте в заполняющих слоях шва должна быть не менее 15 мм. Глубина вышлифованного участка равна глубине залегания дефекта +1мм. Ремонт должен выполняться с обязательным равномерным предварительным подогревом. Ремонт швов выполняется только электродами с основным видом покрытия.

Требования к качеству и приемка работ

					Технологическая часть	Лист
						72
Изм.	Лис.	№ докум.	Подпис	Дата		

Для обеспечения качества работ необходимо проводить:

- проверку квалификации сварщиков;
- контроль исходных сварочных материалов и труб (входной контроль);

- операционный контроль:

визуальный контроль и обмер готовых сварных соединений;

проверку сварных швов неразрушающими методами контроля;

При сборке соединений под сварку проверяют:

- чистоту полости труб и степень зачистки кромок и прилегающих к ним внутренней и наружной поверхностей;

- соблюдение допустимой величины смещения наружных кромок свариваемых труб;

- величину технологического зазора в стыках;

- температуру подогрева.

В процессе сварки проверяют:

- режим сварки;

- порядок наложения слоев шва и их количество;

- правильность выбора электродов.

При осмотре сварного стыка проверяют:

- наличие на каждом стыке клейма сварщика или бригады;

- отсутствие наружных трещин, незаплавленных кратеров и выходящих на поверхность пор, точность размеров сварных швов.

Таблица 23 Схема операционного контроля

№ п/п	Наименование операций подлежащих контролю	Контролируемые показатели	Кто контролирует	Техническое оснащение	Периодичность
1	2	3	4	5	6
1.	Проверка состояния поверхности труб	Наличие повреждений (за дыры, риски, вмятины на трубе, вмятины на торцах труб, забоины фасок, повреждения заводского изоляционного покрытия)	Прораб, мастер, бригадир	Визуально, штангенциркуль, линейка	Непрерывно по каждой трубе
2.	Очистка	Степень очистки	Прораб,	Визуально	Непрерывно

					Лис.
Технологическая часть					73
Изм.	Лис.	№ докум.	Подпис	Дата	

	внутренней поверхности труб		мастер, бригадир		по каждой трубе
3.	Проверка качества сварочных материалов	Выбор электродов, наличие сертификатов, соответствие маркировки, состояние упаковки и поверхности покрытия	Прораб, мастер.	Визуально	Каждую вновь поступившую партию. Выборочно
4.	Прокаливание электродов	Температура и время прокаливания электродов	Прораб, мастер.	Термометр, часы	Постоянно, выборочно
5.	Подогрев кромок труб	Режим подогрева	Прораб, мастер.	Термометр, термокарандаш.	Непрерывно в процессе работы
6.	Зачистка кромок стыкуемых труб	Качество зачистки труб	Прораб, мастер, бригадир	Визуально	Непрерывно в процессе работы
7.	Центровка и сборка стыка	Точность установки зазора, смещение кромок.	Прораб, мастер.	Шаблон, щуп, линейка	Выборочно не менее 30 % стыков
8.	Ручная электродуговая сварка корневого слоя шва	Технология и режимы сварки. Выбор электродов.	Прораб, мастер.	Визуально, амперметр	Периодически и в процессе работы. Выборочно при изменении технологии.
9.	Ручная электродуговая сварка заполняющих и облицовочного слоев шва	Технология и режим сварки. Выбор электродов. Степень зачистки каждого слоя.	Прораб, мастер.	Визуально, амперметр	Периодически и в процессе работы. Выборочно при изменении технологии сварки.
10.	Визуальный контроль и обмер сварных соединений	Наличие клейма сварщика (бригады). Отсутствие наружных трещин, незаплавленных кратеров и выходных пор. Геометрические размеры сварного шва.	Прораб, мастер.	Визуально, Шаблон, линейка	После сварки
11.	Радиографический контроль сварного стыка.	Контроль наличия внутренних дефектов (поры, не провар, шлак, несплавление, трещины)	Дефектоскопист радиологии	АРИНА-3	После сварки
12.	Ультразвуковой контроль сварного стыка.	Контроль наличия внутренних дефектов (поры, не провар, шлак, несплавление, трещины), в т.ч., необнаруженных R-графией	Дефектоскопист	УД-2-102 «Пеленг»	После сварки

ТЕХНОЛОГИЧЕСКАЯ КАРТА СВАРКИ
Капитального ремонта МГ «НГПЗ - Парабель»

					Технологическая часть			Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпис	Дата			74	

СПОСОБ СВАРКИ - ручная дуговая

ПРОСТРАНСТВЕННОЕ ПОЛОЖЕНИЕ - неповоротное (потолочное, верхнее, нижнее)

Нормативный документ РД 558-97, ВСН 006-89, ВСН 012-88 ч.1-2, СНиП III-42-80*

МАТЕРИАЛЫ

Таблица 24

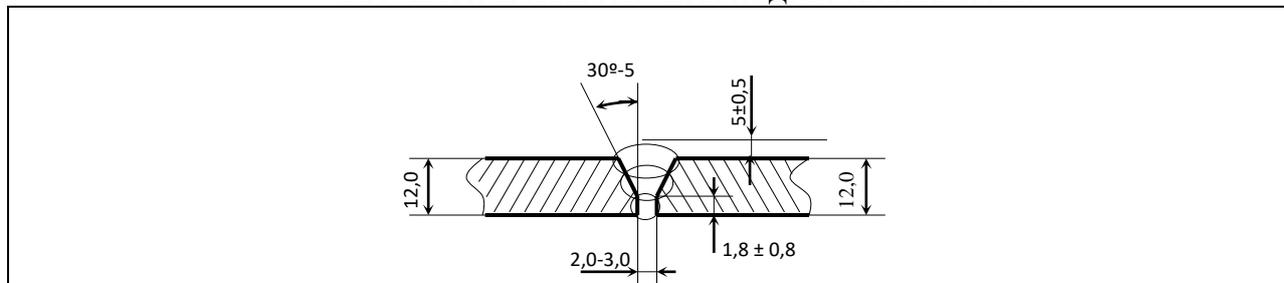
ОСНОВНЫЕ				СВАРОЧНЫЕ				
№	Характеристика	Марка стали	ТУ, ГОСТ	Прихватки		D(мм.)	Марка, тип	Режимы прокали
				кол.	разм.			
1	Труба 1020×12,0	13Г1С-У	ТУ 14-3-1698-2000	3 и >	30-50	3,0-3,25	ЛБ 52 У ОК 53.70	Т=250-300°С Время 1 ч.
						2,0 -3,0		

ОБОРУДОВАНИЕ, ПРИСПОСОБЛЕНИЯ, ИНСТРУМЕНТЫ

Таблица 23

Сварочный агрегат	Ток постоянный	Центратор	Шлифмашинка	Суш. шкаф	Шаблон
АДД 3112	Обратной полярности	ЦВ 1000	«Бош»	СП-1	УШС-3

ГЕОМЕТРИЧЕСКИЕ РАЗМЕРЫ ПОДГОТОВКИ КРОМОК



РЕЖИМЫ

Таблица 25

Порядок наложения швов				Величина тока сварки, А			Подогрев стыков		
D(мм.)	Тип, марка	№ шва	Кол. слоев	Нижне е	Вертик .	Потол.	№ шва	T _{окруж.}	T _{подог.}
3,25	ОК53.7 0 ЛБ52У	1	1 (корень)	90-130	80-120	90-110	1	18	-
2,0	СВ 08ГА	2	2 (заполнение)	400- 500	500- 550	550- 650	2	18	-
3,0	СВ 08ГА	3	3(облицовк а)	500- 550	550- 700	700- 750	3	18	-

КЛЕЙМЕНИЕ ШВОВ

На расстоянии 100-150 мм от оси шва

КРАСКОЙ

Перед сборкой и сваркой необходимо произвести визуальный контроль поверхности труб и запорной арматуры на отсутствие недопустимых дефектов, очистить от загрязнений. Обнаруженные дефекты должны быть устранены в соответствии с требованиями СНиП III-42-80*

Изм.	Лис	№ докум.	Подпис	Дата

Технологическая часть

Лис.

75

Концы стыкуемых труб зачистить до металлического блеска на расстоянии не менее 10 мм от торца трубы

Неразрушающий контроль-100% рентгенография + УЗК

В случае обнаружения недопустимых дефектов – вышлифовка с последующим завариванием по настоящей технологии.

5.4.2 Изоляционные работы

Поставка труб предусмотрена с заводской изоляцией.

Таблица 26 Основные свойства защитных полиэтиленовых покрытий.

Плотность г/см ³	0,950 -0,964
Показатель текучести расплава, г/10 мин	0,30 - 0,55
Массовая доля золы, %, не более	0,04 – 0,06
Предел текучести при растяжении, МПа, не менее	21,6 - 22,6
Прочность при разрыве, Мпа, не менее	24,5 - 29,4
Относительное удлинение при разрыве, %, не менее	700 - 800
Стойкость к растрескиванию, ч., не менее	500
Летучие, % по весу, не более	0,1 - 0,9

Для 3-хслойного покрытия толщина первого эпоксидного слоя ВУС изоляции (связанная эпоксидно -полиэтиленовая изоляция) составляет 60 - 80 мкм. Нанесенная на эпоксид адгезивная пленка толщиной 170 - 250 мкм соединяет его с наружным слоем полиэтилена толщиной 1,8 - 3,7 мм, наносимым методом экструзии. Для адгезионного подслоя покрытия могут применяться различные полимерные композиции, в частности тризолен, сэвилен или аналогичные полиэтиленовые композиции.

Используются полиэтилены, например, марки 276-73 с добавлением сажи, 273-83 без добавления сажи [41] или аналогичный импортный, который обладает высокой стойкостью к ультрафиолетовому излучению, атмосферным и химическим воздействиям и растрескиванию.

Основные технические характеристики:

- толщина не менее 3,5 мм;
- сопротивление ударной нагрузке не менее 18 Н/м;
- сопротивление отслаиванию не менее 35 Н/м;
- адгезия не менее 35 Н/см;
- сплошность на пробой не менее 17,5 кВ

					Технологическая часть	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпис	Дата		76

Изоляция стыков труб с заводским изоляционным покрытием выполняется термоусаживающимися муфтами «ТЕРМА СТ» по ТУ 2245-003-4427 1562-02, завод – изготовитель ЗАО «ТЕРМА» г. Санкт-Петербург, ремонт повреждений заводского покрытия выполняется материалами «Терма Р» и «Терма РЗ», после сварки, контроля и получения разрешения по [13] .

Технологическая карта регламентирует изоляцию сварных стыков труб с заводским покрытием линейной части газопровода термоусаживающимися лентами «ТЕРМА – СТ40» и «ТЕРМА – СТ60» производитель ЗАО «ТЕРМА» г. Санкт-Петербург. Термоусаживающаяся лента «ТЕРМА – СТ» представляет собой двухслойный рулонный материал, состоящий из наружного электронно-модифицированной полиэтиленовой пленки-основы и внутреннего термоплавого адгезионного подслоя, лента используется совместно с двухкомпонентным эпоксидным праймером, компонент А (эпоксидная смола) и компонент Б (отвердитель). Для укрепления места нахлеста ленты применяется замковая пластина «ТЕРМА – ЛКА». Термоусаживающаяся лента «ТЕРМА-СТ» может применяться без праймера (двухслойная изоляция) или с эпоксидным праймером (трехслойная изоляция).

Изоляция на захлестах с прилегающими к ним участками, выполняется в соответствии с [21] и рекомендациями «Программы по ремонту изоляционных покрытий мест примыкания вновь укладываемого трубопровода к существующему». Места стыков труб с заводским покрытием на захлестах и катушках изолируется вручную с использованием комбинированного покрытия на основе битумно-полимерных мастик и защитной термоусаживающейся ленты следующей конструкции:

- грунтовка «Транскор-ГАЗ» по ТУ 5775-005-32989231-03 – 0,1 мм;
- мастика битумно-полимерная «Транскор-ГАЗ» по ТУ 5775-004-32989231-03 – 3мм;

					Технологическая часть	Лист
						77
Изм.	Лист	№ докум.	Подпис	Дата		

- стеклосетка армирующая «ССТ-Б» 3,43,4;
- обертка термоусаживающаяся «ДРЛ-Л» по ТУ 2245-003-46541379-98 – 0,7 мм.

Перед нанесением изоляции трубопровод должен быть очищен от ржавчины, пыли, наледи, окалины и других загрязнений, а при необходимости высушен. Очищенная поверхность трубопровода должна быть покрыта ровным слоем клеевой грунтовки без пропусков, подтеков и пузырей.

Область применения.

При разработке изоляции сварных стыков приняты исходные данные: конструкция изоляционного покрытия сварного стыка -2-х компонентный праймер и термоусаживающаяся лента «ТЕРМА-СТМП-1020».

В состав работ, рассматриваемых картой, входит:

- очистка и сушка поверхности сварного стыка;
- предварительный подогрев сварного стыка;
- подготовка и нанесение эпоксидного праймера;
- монтаж манжеты и замковой пластины («замка»);
- термоусадку ленты;
- визуальный и инструментальный контроль качества проведенных работ;

Организация и технология изоляционных работ.

Изоляционные работы следует выполнять в соответствии с требованиями: [5], [18], [11], [13].

До начала изоляционных работ необходимо:

- назначить лицо, ответственное за качественное и безопасное производство работ;
- проинструктировать членов бригады по технике безопасности; проверить исправность механизмов и инструмента;
- оформить разрешение на производство изоляции по [5].

					Технологическая часть	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпис	Дата		78

К выполнению изоляционных работ допускаются рабочие, прошедшие:

- обучение и проверку знаний по технологии ведения изоляционных работ термоусаживающими манжетами, а также обученные технике безопасности и получившие удостоверения на право производство работ.

В процессе строительства газопровода в технологическом потоке организованы бригады:

Таблица 27 Состав бригады по изоляции стыков труб, сваренных в нитку

№№ п/п	Профессия	Разряд	Количество, чел
1	Изолировщик	5	4
2	Слесарь-монтажник	3	1
3	Машинист эл.станции ДЭС-15	5	1
4	Машинист трубоукладчика	6	1
	Итого		7 чел

Таблица 28 Механизмы и оборудование

№№ п/п	Наименование	Марка	Количество, шт.
1	Дизель- эл.станция	ДЭС-15	1
2	Трубоукладчик	ТО 1224Е-1	1
3	Электрошлифмашинка	ШП-178А	2
4	Лестница приставная инвентарная	ЦНИИОМТП Н=1м	2
5	Нож линолеумный		2
6	Респиратор		4комплекта
7	Защитные очки с темными стеклами	ГОСТ12.4.01.3-85Е	4
8	Динамометр	ГОСТ9500-84	1
9	Искровой дефектоскоп	Крона 1РМ	1
10	Адгезиметр	АР-2	1
11	Контактный термометр	ТП-1	2

Бригада по изоляции стыков газопровода состоит из 2-х звеньев:

- I звено – состоит из двух человек и выполняет подготовку поверхности стыка к изоляции;

- II звено - состоит из четырех человек и выполняет работы по нанесению праймера и усадку манжет.

Сваренный в нитку трубопровод укладывают на грунтовые лежки или на лежки из брусьев (шпал), высота от земли 0,5 м. Для страховки труба

удерживается при помощи мягких полотенец трубоукладчиком типа ТО-12-24.

Перед изоляцией сварных стыков термоусаживающими манжетами следует провести следующие операции:

- поверхность сварного стыка очистить от грязи, земли и наледи, а также обезжирить от копоти и масла;
- просушить зону сварного стыка;
- подогреть стык с помощью горелки до температуры 40°C. Нагрев следует осуществлять с нижней части трубы, перемещая постепенно пламя горелки в верхнюю часть, и равномерно прогревая неизолированную зону сварного стыка.
- нанести готовый праймер на очищенную зону сварного стыка;
- затем усаживают термоусаживающую манжету с подогревом центральной части манжеты по всему периметру;
- производят визуальный и инструментальный контроль качества усадки манжеты.

Очистка металлической поверхности трубы в зоне стыка осуществляется с помощью шлифмашинки.

В процессе изоляции одного сварного стыка участвуют два изолировщика. Изоляция стыков производится термоусаживающими манжетами «ТИАЛ-М».

После изоляции стыка трубоукладчик продвигается вперед, Очистка и изоляция последующих стыков производится в аналогичной последовательности.

Средства индивидуальной защиты:

- Каска защитная;
- Очки защитные
- Перчатки резиновые термостойкие
- Перчатки зимне-тканевые
- Комплект спецодежды и обуви

					Технологическая часть	Лист
						80
Изм.	Лист	№ докум.	Подпис	Дата		

Ремонт повреждений заводского изоляционного покрытия в зависимости от их характера выполняется по рекомендации изложенной в разделе 4 [11]:

- несквозные царапины заравниваются горячем шпателем с использованием ремонтного карандаша после местного подогрева покрытия;

- сквозные повреждения и отслоившиеся покрытие ремонтируется термоусаживающей лентой, с последующим нанесением 2-го слоя защитной ленты;

- сквозные повреждения с большим объемом повреждений ремонтируются в виде банджа или спирально термоусаживающимися лентами.

Таблица 29 Последовательность контроля качества изоляции сварных стыков труб с заводским полиэтиленовым покрытием при нанесении термоусаживающихся манжет.

№ № п/п	Вид выполняемых операций	Содержание операции, основные требования	Лица, ответственные за контроль	Периодичность контроля	Техническое оснащение контроля
1	2	3	4	5	6
1.	Входной контроль	Каждая партия термоусаживающихся изоляционных материалов должна сопровождаться сертификатами, паспортами на поставку и соответствовать проекту.	Техник-лаборант	Каждая партия	Линейка Микрометр
2.	Хранение изоляционных материалов	Изоляционные материалы должны быть складированы в заводской упаковке в помещениях, исключающих их увлажнение и загрязнение. Емкости с праймером и термоусаживающиеся манжеты перед исполнением должны быть выдержаны в теплом помещении при температуре от +20 до +40 град. С в течении не менее 24 часов. Смешение компонентов праймера должно происходить при температуре окружающего воздуха не ниже +18 град.С.	Техник-лаборант Служба ОККС	Каждую партию постоянно в процессе работ	Термометр
3.	Предварительная очистка зоны сварного стыка	Очищается зона сварного стыка и заводское покрытие на расстояние не менее 200 мм с каждой стороны от загрязнений.	Производитель работ Техник-лаборант	Постоянно	Линейка
4.	Подготовка кромок заводского покрытия	При отсутствии кромок заводского покрытия срезаются кромки по всему периметру под углом не более 30°	Производитель работ Техник-	Постоянно	Шаблон

5.	Сушка зоны сварного стыка	Подогревается оголенный участок трубы ,а также заводское покрытие шириной не менее 150мм от его кромки до температуры 35-40°С.	Производитель работ Техник-	Постоянно	Термометр
6.	Очистка изолируемой Зоны	Очищается шлифмашинкой оголенный участок от ржавчины, до степени очистки 3 по ВСН 008-88*. Поверхность металла должна иметь матовый светло-серый цвет, без видимых следов ржавчины, создается шероховатость покрытия, удаляется оставшаяся пыль.	Производитель работ Техник-лаборант Служба ОККС	Постоянно выборочно	Шаблон Визуально
7.	Предварительный нагрев зоны стыка	Нагревается зона сварного стыка и очищенный участок заводского покрытия пропановыми горелками до70-80°С. При отрицательных температурах -до температуры 85-95°С.	Производитель работ Техник-	Постоянно	Термометр
8.	Нанесение эпоксидного праймера	Праймер наносится ровным слоем без пропуска на очищенную зону сварного стыка и заводское покрытие, на 20 мм шире манжеты с каждой стороны.	Производитель работ Техник-	Постоянно	Визуально
9.	Монтаж замковой пластины	Прогревается (2-3сек.) внутренняя сторона замковой пластины и прижимается к манжете по всей ширине, Прогревается внешняя сторона замковой пластины, пока не проступит рельеф армирующей сетки. Прикатывается замковая пластина к манжете, до появления из-под нее расплавленного адгезива.	Производитель работ Техник-лаборант Служба ОККС	Постоянно Выборочно	визуально
10	Термоусадка манжеты	Желтым пламенем горелки производится усадка манжеты от середины(от сварного стыка) в нижней части трубы к краям. При появлении гофр производится их разглаживание с помощью горелки и	Производитель работ Техник-лаборант	Постоянно выборочно	Визуально
11.	Приемка изоляционного покрытия по внешнему виду	Производится визуальный контроль качества усадки манжеты. Нанесение считается качественным, если: -манжета полностью облегает трубу и заводское покрытие, имеет гладкую, ровную поверхность без воздушных пузырей, складок и прожогов; -через манжету проступает рельеф сварного шва трубы; -по обеим сторонам манжеты равномерно выступает клеевой слой по всему периоду трубы на несколько миллиметров; -нахлест манжеты на заводское покрытие составляет не менее 50 мм (симметрично в обе стороны) по всему периоду трубы.	Производитель работ Техник-лаборант Служба ОККС	Постоянно выборочно	Визуально
12.	Проверка толщины покрытия	При трассовом нанесении – не менее одного измерения на каждые 100 м трубопровода и в местах, вызывающих сомнение в четырех точках каждого сечения.	Техник-лаборант	Через 100м	Толщиномер
13.	Проверка прилипаемости	Через каждые 500м и в местах вызывающих сомнение проводится определение адгезионной прочности усаженной манжеты. Адгезия должна быть не менее 3,5 кгс/см ²	Техник-лаборант	Через 500м В местах вызывающих сомнение	Адгезиметр
14.	Проверка сплошности	Проводится инструментальный контроль качества усадки манжеты с использованием дефектоскопа. Напряжение на дефектоскопе должно быть 5 кВ на 1 мм толщины плюс 5 кВ	Техник-лаборант	Постоянно по всей поверхности	Дефектоскоп

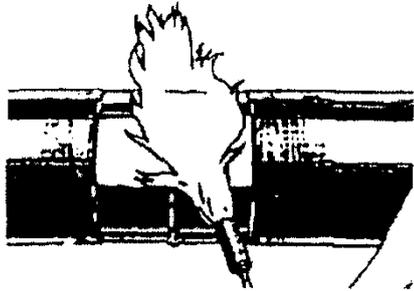
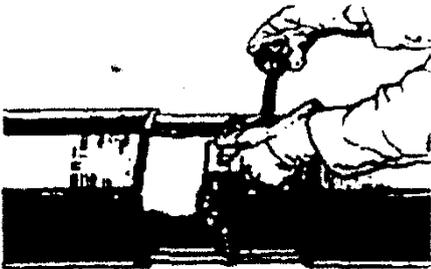
Изм.	Лист	№ докум.	Подпис	Дата
------	------	----------	--------	------

Технологическая часть

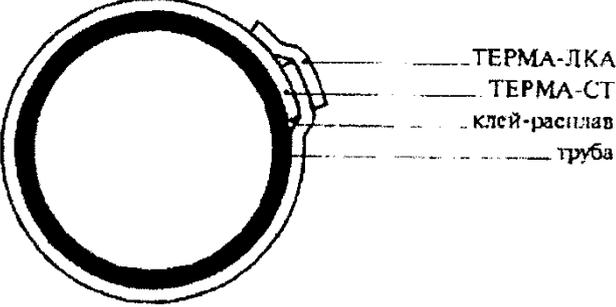
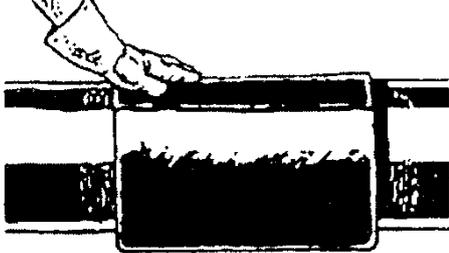
Лист

82

				покрытия	
--	--	--	--	----------	--

1. 2.	<p>Просушить поверхности трубы.</p> 	газовая горелка
1. 3.	<p>Обработать поверхность стальной трубы. Обработанная поверхность должна иметь светло-серый цвет без следов ржавчины и окалины. При наличии на трубе масляных пятен их необходимо убрать ветошью смоченной в уайт-спирите или другом растворителе.</p>	круглая металлическая щетка на шлифмашинке
1. 4.	<p>Обработать концы заводского покрытия изоляции. Для обеспечения качественной усадки полимерной ленты необходимо сгладить острые кромки заводской изоляции под углом не менее 30° к оси трубы. Заводскую изоляцию на расстоянии 100 мм от кромки с обеих сторон обработать металлической щеткой или наждачной бумагой, после чего удалить пыль и обезжирить.</p>	Нож, металлическая щетка, наждачная бумага
2.	Приготовление праймера	
2. 1.	<p>Перед смешиванием компонентов А и Б необходимо произвести термостатирование компонента А (смолы) путем ее помещения в термостат, где температура 25-35° С и выдержать в течение 1 часа. После термостатирования компонент А должен легко перемешиваться мешалкой. Если компонент мешается тяжело, необходимо продолжить термостатирование.</p>	
2. 2.	<p>При достижении легкого перемешивания компонента А, залить компонент Б в емкость с компонентом А и тщательно перемешать мешалкой до получения однородной смеси. Перемешивание производить при температуре наружного воздуха не ниже 0 °С.</p>	
2. 3.	<p>Выгрузка готового праймера на трубу должна быть произведена не позднее, чем через 5 минут после его приготовления.</p>	
3.	Нанесение изоляции	
3. 1	<p>Очищенную и просушенную поверхность изолируемого участка прогреть газовой горелкой до температуры 40-50 °С.</p>	газовая горелка
3. 2.	<p>На изолируемый участок шпателем нанести приготовленный и перемешанный праймер, достигнув равномерного слоя по всему изолируемому участку.</p> 	шпатель
3. 3.	<p>Нагреть трубу до температуры 90 °С</p>	газовая горелка

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата

3. 4.	<p>Обернуть подготовленную ленту вокруг трубы полиэтиленовым покрытием наверх с таким расчетом, чтобы нахлест ленты располагался сбоку трубы на уровне 1-2 часов и был не менее 50 мм. Ширина ленты должна перекрывать заводское покрытие не менее 75 мм с обеих сторон от сварного шва.</p> 	
3. 5.	<p>Прогреть пламенем горелки внутренний слой ленты в месте нахлеста (не допуская усадки полиэтилена) и, прижав ленту, установить на нахлест замковую ленту ТЕРМА-ЛКА</p>	газовая горелка
4.	<p>Установка замковой ленты "ТЕРМА-ЛКА" на нахлест термоусаживающейся ленты</p>	
4. 1.	<p>Перед установкой прогреть легкоплавкий слой под полиэтиленовым замковой ленты.</p>	газовая горелка
4. 2.	<p>Установить замковую ленту полиэтиленовым слоем наверх, при этом середина нахлеста должна проходить по середине замковой ленты</p> 	
4. 3.	<p>Установленную замковую ленту прогреть пламенем горелки до выпячивания контуров нахлеста и вытекания клея термоусаживающейся пленки</p>	газовая горелка
4. 4.	<p>Произвести прикатку замковой ленты роликом или рукой в термостойкой перчатке для удаления пузырей и гофр термоусаживающейся пленки.</p> 	
5.	<p>Термоусадка ленты</p>	
5. 1.	<p>Термоусадка ленты горелкой (горелками) начинается после установки замковой ленты</p> 	

Изм	Лис	№ докум.	Подпис	Дата
-----	-----	----------	--------	------

5. 2.	Усадку ленты осуществлять движением горелок по диаметру трубы снизу вверх без нагрева замковой ленты от сварного шва в одну сторону, затем в другую. Воздух выдавливается, разглаживая ролик или рукой в термостойкой перчатке, избегая прожога полиэтилена	
----------	---	--

Рисунок 5.7 Изоляция сварных стыков.

Контроль качества изоляции зон сварных стыков и ремонта повреждений заводского покрытия. Контроль качества изоляционных покрытий зон сварных стыков производится пооперационно:

- качество очистки изолируемой поверхности проверяется внешним осмотром. Поверхность металла должна иметь матовый светло – серый цвет, без видимых следов ржавчины и окалины. На поверхности не должно быть острых выступов, заусенцев, задиров, капель металла, шлаков;

- качество нанесения грунтовки проверяют внешним осмотром на отсутствие пропусков, сгустков, подтеков, пузырей;

- клеевая поверхность термоусадочного материала должна быть сплошной, без каких либо загрязнений и на основе ее не должно быть трещин и надрезов;

- контроль применяемых для ремонта герметиков и мастичного материала следует проводить в соответствии с техническими условиями и паспортами на них;

- качество изоляционного покрытия проверяется как перед укладкой, так и после укладки трубопровода в траншею;

- качество изоляции стыков и ремонта повреждений заводского покрытия проверяют по прилипаемости манжет, ширине и герметичности нахлеста на заводское покрытие, по толщине покрытия и его сплошности. Ширина нахлеста на заводское покрытие должны быть не менее 50 мм;

- при нанесении на трубопровод изоляционного покрытия проверяют: сплошность, толщину покрытия, адгезию, натяжение ленты и величину нахлеста.

					Технологическая часть	Лис
Изм	Лис	№ докум.	Подпис	Дата		84

Сплошность покрытия контролируют непрерывно - визуально, а после нанесения искровым дефектоскопом.

Сплошность защитных покрытий определяют по отсутствию пробоя при электрическом напряжении (составляющем 5 кВ на 1 мм толщины покрытия, включая обертку). В случае пробоя защитного покрытия проводят ремонт дефектных мест. Отремонтированные участки следует повторно проконтролировать по всей поверхности ремонта, до нанесения защитной обертки.

Адгезию(прилипаемость) проверяют адгезиметром.

Результаты контроля, осуществляемого при выполнении изоляционных работ, должны заноситься в журнал изоляционных работ и оформляются актом [13]

Каждое звено, производящее изоляцию стыков или ремонт заводского покрытия, должно вести журнал учета изоляционных работ. Записи в журнале проверяют в процессе работы и подписывают прораб, представитель технадзора заказчика и представитель лаборатории.

Контроль сплошности изоляционных покрытий засыпанного трубопровода оформляют соответствующим актом. По завершении работ на участке определенной протяженности производят катодную поляризацию, согласно «Инструкции по контролю состояния изоляции законченных строительством участков трубопроводов катодной поляризации» и оформляют соответствующим актом.

5.5 Укладка трубопровода в траншею

Укладка газопровода на всем его протяжении предусмотрена подземной с глубиной заложения не менее 1,0 м.

При пересечении водных преград глубина заложения принята на 0,5 м ниже прогнозируемой линии деформации русла (до верха балластных пригрузов) и не менее 1,0 м от естественных отметок водоема.

Криволинейные очертания газопровода в вертикальной и горизонтальной плоскостях достигаются укладкой его в траншею,

					Технологическая часть	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпис	Дата		85

спрофилированную по кривым естественного изгиба в пределах упругой деформации труб, либо применением гнутых отводов заводского изготовления (то ТУ 102-488-95) или гнутых отводов, изготовленных в соответствии с [4] в трассовых условиях.

На переходах через болота с торфяной залежью до 3,0 м укладка газопровода предусматривается на минеральные подстилающие грунты (с балластировкой железобетонными утяжелителями типа УБО-М-1020), на переходах с торфяной залежью более 3,0 м – в торфяном слое (глубина заложения не менее 1,0 м) с применением полимерконтейнерных балластирующих устройств типа ПКБУ-МК.

Для снижения напряжений, возникающих в стенках труб при изменении температуры транспортируемого газа в процессе эксплуатации, замыкание газопровода в нитку необходимо выполнять при температурах стенок газопровода не ниже значений, указанных на чертежах линейной части газопровода. Температуры замыкания участков газопровода в нитку должны быть зафиксированы при оформлении исполнительной производственной документации и актов промежуточной приемки.

Укладка изолированного трубопровода производится в полностью подготовленную траншею. Укладку выполнить в соответствии с требованиями [5].

При производстве работ по укладке изолированный трубопровод следует опускать кранами-трубоукладчиками, оснащенными мягкими полотенцами.

Контроль состояния защитных покрытий предусмотреть согласно [22] приборным методом неразрушающего контроля, как в процессе нанесения изоляции, так и после укладки и засыпки траншеи.

Произвести контроль защитных покрытий: толщину защитного покрытия с помощью толщиномеров типа МТ-10НЦ и МТ-50НЦ – не менее одного измерения на каждые 100 м газопровода; адгезию

					Технологическая часть	Лист
Изм	Лист	№ докум.	Изм	Дата		86

покрытия – через каждые 500 м, а также в местах вызывающих сомнения; прочность при ударе – в местах вызывающих сомнение; сплошность покрытия – не ранее чем через две недели после засыпки искателем повреждений типа АНПИ, УДИП-1М или другим аналогичным прибором.

5.6 Балластировка газопровода

Заглубление и балластировка всплывших и выпучившихся участков газопровода, а также балластировка вновь прокладываемых участков, взамен демонтируемых, должны производиться в соответствии с [20], [42], [58], технологической картой на балластировку.

На переходах через болота I-II типа, при укладке газопровода на минеральные грунты в основании болота, а также на переходах через обводненные участки, сложенные минеральными грунтами, балластировка газопровода предусмотрена железобетонными утяжелителями охватывающего типа УБО-М-1020 с массой 3,378 т.

Балластировка газопровода утяжелителями УБО-М-1020 должна выполняться с применением мягких модернизированных силовых поясов типа МПС-М ТУ 51-31323949-77-2001 и защитных ковриков (футеровочных матов) типа МФ-1020 ТУ 51-31323949-88-2002.

До начала работ по балластировке газопровода необходимо:

- укомплектовать бригаду обученным персоналом, необходимой техникой, приспособлениями, оснасткой;
- осуществить разбраковку утяжелителей, соединительных поясов, доставить их на трассу;
- произвести разметку мест установки, подготовить защитные коврики и маты;
- проверить и при необходимости отремонтировать изоляцию.

1. Длина ковриков должна обеспечивать свисание концов не менее 200мм с обеих сторон ниже боковых образующих трубопровода.

					Технологическая часть	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпис	Дата		87

2. Для установки утяжелителей на газопровод необходимо использовать специальные траверсы.

3. Водоотлив из траншеи (по мере необходимости) производить отдельными участками.

4. При опуске трубопровода в траншею контролируется:

- качество подготовки постели, соответствие глубины, ширины траншеи проектным значениям;
- правильность выбора количества и расстановки кранов-трубоукладчиков;
- отсутствие узлов, вмятин, недопустимых механических перенапряжений трубопровода.

5.7 Руководство работами по пневматическому испытанию. Функции членов комиссии.

1. Работами по пневматическому испытанию руководит комиссия, созданная на период проведения работ.

2. Полное оперативное руководство проведением работ по пневматическому испытанию осуществляет председатель комиссии, все распоряжения и указания отдаются только им. Представители контролирующих и вышестоящих организаций могут отдавать указания персоналу, занятому на испытании, лишь через председателя комиссии.

3. Председатель комиссии за 5 дней до начала работ по пневматическому испытанию назначает время и место сбора комиссии. Члены комиссии знакомятся с инструкцией и схемой пневматического испытания, устанавливается порядок работы комиссии, что оформляется протоколом заседания комиссии.

4. Перед началом работ по пневматическому испытанию комиссия должна письменно уведомить организации, чьи коммуникации пересекаются с испытываемым трубопроводом, а также администрацию Каргасокского района, ГИБДД, пожарную часть, лесничество, охраны водного и рыбного надзора, владельцев ЛЭП о проводимых работах с

									Технологическая часть	Лис.
Изм.	Лис.	№ докум.	Подпис	Дата						88

указанием времени и способа проведения работ, местонахождение комиссии и о способах связи с ней. В уведомлении указываются меры безопасности (размеры охранной зоны, время закрытия передвижения людей и транспортных средств по дорогам и пр.) Также проводится широкое оповещение жителей близлежащих населенных пунктов, используя средства массовой информации (радио, телевидение, газеты).

5. Председатель комиссии обязан:

- организовать проверку исполнительной документации и на месте готовности к пневматическому испытанию;
- рассмотреть совместно с членами комиссии инструкцию и схему пневматического испытания и утвердить ее;
- организовать изучение рабочей инструкции всеми членами комиссии, ИТР и рабочими, участвующими в работах;
- обеспечивать наличие и ведение технической документации;
- принимать немедленные меры для выявления причин и устранения аварийных ситуаций;
- обеспечить безопасность всех участников работ и населения, а также сохранность машин и оборудования;
- провести инструктаж по правилам ТБ персонала, занятого на работах, с росписью в журнале инструктажа (приложение 3);
- назначить по согласованию с Александровским ЛПУ время начала проведения работ.

1. Во время проведения работ председатель комиссии полностью отвечает за:

- своевременное письменное уведомление всех заинтересованных лиц и организаций;
- своевременный инструктаж персонала, занятого на работах расстановку охранных постов, их оснащенность и выполнение предупредительных мероприятий;

						Технологическая часть	Лис
Изм.	Лис.	№ докум.	Подпис	Дата			89

- назначение ответственных лиц из числа ИТР;
- обеспечение безопасности персонала занятого на пневматическом испытании;

- комплектацию бригады людьми, техникой, обеспечение их помещением, питанием, радиосвязью, спецодеждой.

2. Во всех случаях изменение технологии производства работ, указанной в настоящей инструкции, составляется акт, который подписывается всеми членами комиссии.

Обязанности охранных постов

1. В местах пересечения трубопроводом автодорог или приближения к населенным пунктам за пределами охранной зоны, следует выставлять охранные посты и устанавливать предупредительные и запрещающие знаки в соответствии с [56].

2. Охранные посты выставляются в количестве 3-х человек, один из них старший на крановых узлах, в состав поста включается представитель эксплуатирующей организации (старший), знающий устройство, работу кранов, обученный и аттестованный. Он отвечает за закрытие кранов при аварийной ситуации.

3. Охранные посты должны быть укомплектованы:

- вешками для обозначения мест утечки газа;
- взрывобезопасным фонарем с аккумуляторным питанием, имеющим красные и зеленые стекла;
- переносной радиостанцией;
- аптечками и транспортом.

4. Охранные посты обязаны:

- наблюдать за закрепленным местом или участком трубопровода;
- немедленно сообщать комиссии обо всем, что препятствует проведению испытания или создает угрозу для людей, животных, сооружений;

					Технологическая часть	Лис.
Изм.	Лис.	№ докум.	Подпис	Дата		90

- в случае разрыва трубопровода или утечки принять меры по оцеплению аварийного участка, обозначить эти места вешками или флажками и немедленно сообщать об этом комиссии;

- принять немедленные меры для удаления людей, животных, транспорта из зоны испытания.

5.Зрительная связь между постами должна осуществляться при помощи следующих сигналов:

- размахивая крест на крест обеими поднятыми руками – «Прекратить испытания -авария!»;

- круговое движение поднятой вверх рукой с головным убором или красными флажками «Ко мне, нуждаюсь в помощи!».

6.Охранные посты в зоне отрыва заглушки с торца трубы (сектор с углом раскрытия 60° радиусом 1000 м) должны закрепить охранную зону путем установки флажков, или пикетов. Охранные посты обеспечиваются биноклем для наблюдения.

7.Охранные посты можно снимать только по указанию председателя комиссии.

8.Организовать охранные посты .

Функции постов замера давления

1.Посты замера давления организуются для регистрации давлений во время проведения испытания и заполнения ведомости отчетов давления.

2.Пост замера давления обязан:

- вести постоянное наблюдение за показаниями манометров;
- при достижении максимального для данного места установки манометра давления сообщить об этом комиссии;

- во время выдержки трубопровода под испытательным давлением немедленно сообщить комиссии о любом изменении показаний манометра;

					Технологическая часть	Лис.
Изм.	Лис.	№ докум.	Подпис	Дата		91

- вести учет времени выдержки трубопровода под испытательным давлением;
- поддерживать радиосвязь с комиссией;
- после окончания испытания ведомости отчетов представить комиссии.

3. Организовать 2 поста замера давления на ПК0+00 и ПК100.

Функции аварийной бригады

1. Аварийная ремонтно-восстановительная бригада организуется на период проведения работ по пневматическому испытанию и находится в подчинении председателя комиссии.

Таблица 30 Состав аварийной бригады

№ п/п	Должность	Кол-во
1.	Слесарь-монтажник 6 разряда	3
2.	Электросварщик 6 разряда	3
3.	Машинист электростанции	1
4.	Машинист экскаватора	1
5.	Машинист трубоукладчика	3
6.	Машинист бульдозера	1
7.	Линейный трубопроводчик	1
8.	Дефектоскопист	1
9.	Машинист компрессорной станции	2
10.	Водитель вахтовой машины	1

Таблица 31 Оснащение аварийной бригады

№ п/п	Наименование	Кол-во
1.	Трубоукладчик	3
2.	Экскаватор	1
3.	Бульдозер	1
4.	Сварочная установка	1
5.	Вахтовая машина	1
6.	Автомашина ПИЛ с рацией	1
7.	Передвижная компрессорная станция	1
8.	Легковой автомобиль	2
9.	Рация	3
10.	Аптечки	2

2. В случае падения давления при испытании или обнаружении утечек председатель комиссии дает команду о прекращении испытания, давление в трубопроводе снижается до атмосферного.

3. Аварийная бригада выезжает к месту аварии по команде председателя комиссии со всеми техническими средствами.

4. Устранение дефектов и ликвидация аварии производится только с разрешения председателя комиссии.

					Технологическая часть	Лис.
						92
Изм.	Лис.	№ докум.	Подпис	Дата		

5. По окончании работ бригада выводит технику за пределы охранной зоны и возвращается к месту дислокации.

6. Расформирование аварийной бригады производится по команде председателя комиссии.

Подготовка газопровода к заполнению и испытанию

1. Очистку внутренней полости трубопровода в ППР предусмотрено производить путем протягивания очистных устройств в процессе монтажа. Эта работа осуществляется при помощи внутреннего центратора, с которым конструктивно объединено очистное устройство.

2. Заполнение трубопровода для пневматического испытания производится при помощи передвижной компрессорной станции.

3. Передвижная компрессорная станция, при пневматическом испытании, расположена со стороны ПК0+00.

4. Напорный трубопровод для подачи воздуха к месту пневматического испытания предусматривается наземный $D_u=57$ мм (Рисунок 15), трубопровод подлежит предварительному и приемочному гидравлическому испытанию на прочность и герметичность. Величина испытательного давления должна быть не более $P=1,25P_{исп}=75,62 \text{ кгс/см}^2$, в течение 6 часов.

- В воздух, используемый для пневматического испытания трубопровода, следует добавлять одорант. Рекомендуемая норма одоризации 50-80 гр на 1000 м^3 воздуха.

- Все сварочно-монтажные работы должны выполняться с соблюдением технологии сварки, согласно нормативных документов по сварке, оформлением исполнительной документации и обязательной рентгенографией сварных стыков.

Пневматическое испытание газопровода на прочность

и проверка на герметичность

1. Газопровод испытывается после укладки и засыпки всего

					Технологическая часть	Лис
Изм.	Лис.	№ докум.	Подпис	Дата		93

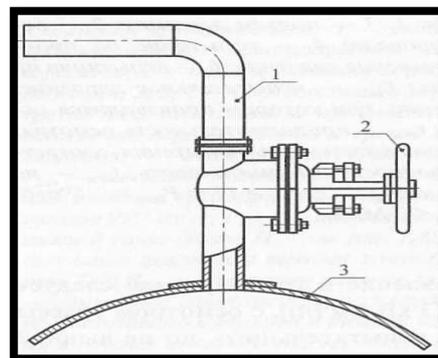
газопровода на давление $P_{исп}=1,1P_{раб}=6,05$ МПа в течении 12 часов.

2.Подъем давления осуществляется передвижной компрессорной станцией.

3.Запустив в работу компрессорную станцию поднимаем давление $0,3P_{исп}=1,8$ МПа но не выше 2,0 МПа, подъем давления прекращаем и производим осмотр трассы.

Если при осмотре не обнаружено утечек, то разрешается подъем давления до испытательного без дальнейших остановок.

Рисунок 9 Схема подключения воздухопускной задвижки: 1 — трубопровод; 2 — задвижка; 3 — съёмный патрубок



При достижении давления на контрольном манометре на компрессорной станции 6,05МПа подъем давления прекращаем.

Осмотр трассы при увеличении давления от $0,3P_{исп}$. До $P_{исп}$. в течении времени испытания на прочность запрещается.

Испытываемый газопровод выдерживаем под испытательным давлением в течении 12 часов. После этого, давление снижаем до проектного рабочего 5,4 МПа на манометрах № 2,3. При этом давление выполняется контрольный осмотр трассы для проверки на герметичность в течении времени не менее 12 часов. Затем давление сбрасывают до атмосферного через воздухопускной патрубков № 1.

4.Трубопровод считается выдержавшим испытание на прочность и проверку на герметичность, если за время испытания трубопровода на прочность труба не разрушилась, а при проверке на герметичность давление остается неизменным и не будут обнаружены утечки, о чем составляется акт формы 2.21 [13] за подписью всех членов комиссии.

						Технологическая часть	Лис
Изм.	Лис	№ докум.	Подпис	Дата			94

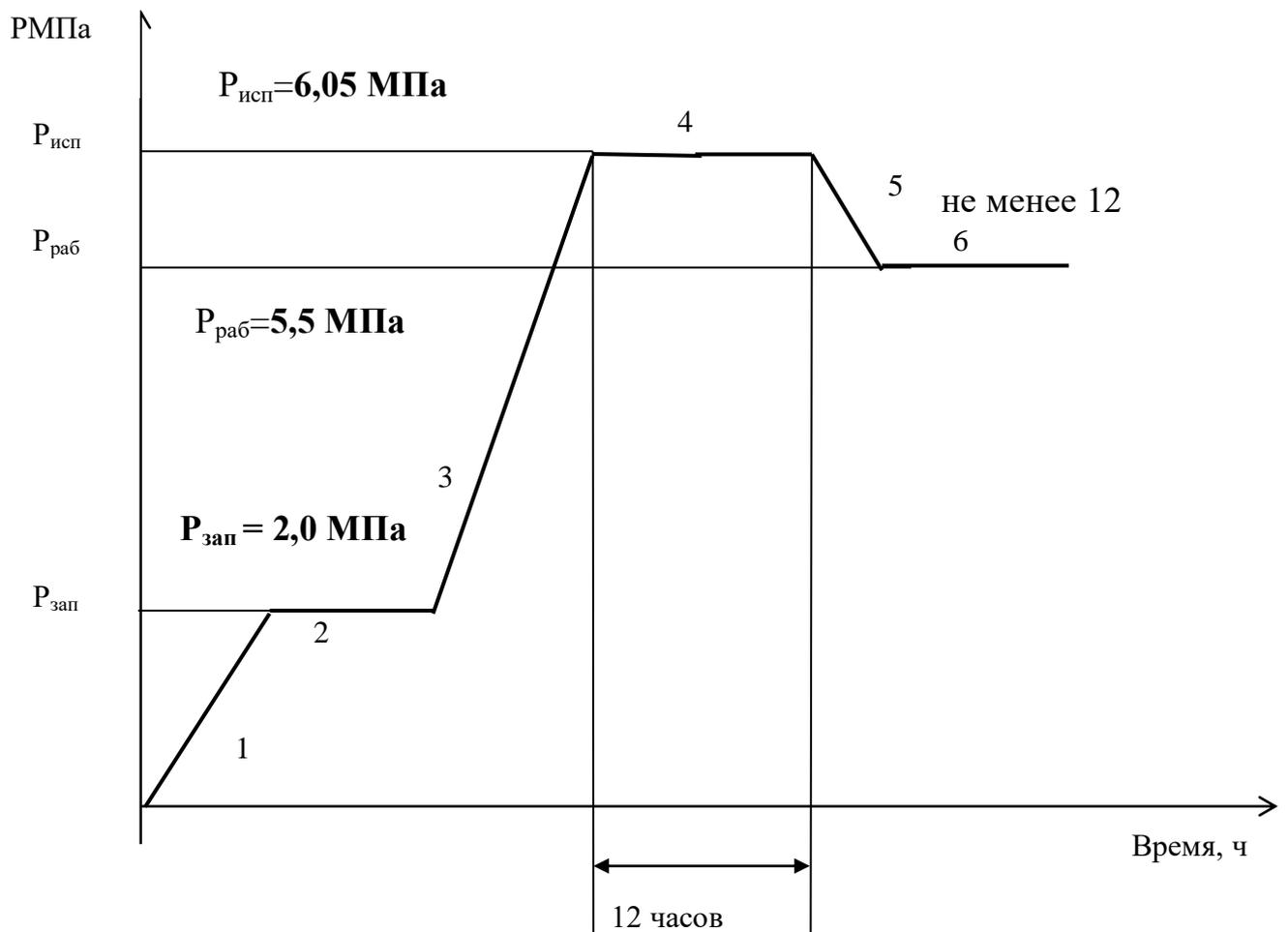


Рисунок 10 График испытания трубопровода на прочность и герметичность.

1 – заполнение трубопровода воздухом до $P=2,0$ МПа, 2 - осмотр трубопровода, 3 – поднятие давления, 4 – испытание на прочность и осмотр трубопровода, 5 – снижение давления до $P_{раб}=5,5$ МПа, 6 – испытание на герметичность.

5. В случае утечек и других дефектов их устраняют после снижения давления до атмосферного и участок трубопровода подлежит повторному испытанию на прочность и герметичность.

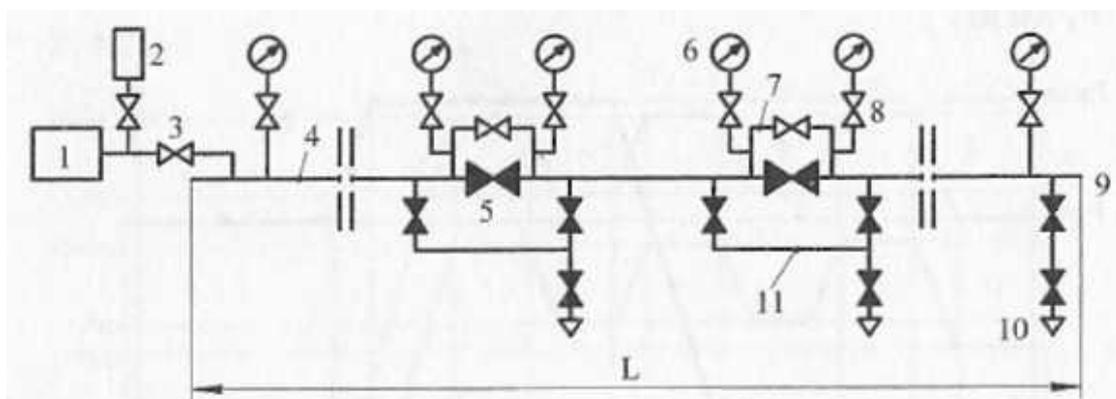


Рисунок 11 Принципиальная схема расположения арматуры при пневматическом испытании: 1 – группа передвижных компрессорных станций (ГПКС); 2 – одоризатор; 3 – кран; 4 – трубопровод; 5 – линейный кран; 6 – манометр; 7 – обводная линия; 8 – вентиль; 9 – задвижка; 10 – свеча; 11 – узел обвязки свечи.

5.8 Подключение к действующему газопроводу

После выполнения комплекса работ по капитальному ремонту, очистке полости и испытания, участок газопровода должен быть принят рабочей комиссией после индивидуальных испытаний в комплексное опробование. На его подключение к действующим участкам МГ должно быть получено разрешение ВСГТЦ ООО «Газнадзор».

Подключение участка газопровода к действующему осуществляется монтажом захлестов с проведением огневых работ.

Огневые работы выполняются силами ООО «Газпром трансгаз Томск» по специально разработанному плану организации и проведения огневых работ. Персонал и техника подрядной организации для выполнения огневых работ передаются эксплуатационной организации в порядке определенном требованиями «Типовой инструкции по безопасному ведению огневых работ на газовых объектах ПАО «Газпром» 2006 г. СТО Газпром.

Работы по подключению к действующему газопроводу следует выполнять в следующей последовательности:

1. Место для захлеста следует выбирать на прямолинейных участках.
2. Пряжки следует отрывать по ходу разработки траншей с точной привязкой к месту захлеста.

2.1. Разрыв по засыпке трубопровода должен обеспечить свободный монтаж захлеста. При этом в траншее необходимо оставлять незасыпанным один из примыкающих участков трубопровода на расстоянии 60 - 80 м от планируемого места захлесточного стыка.

3. В тех случаях, когда обеспечивается полное или одностороннее свободное перемещение трубопровода, замыкание трубопровода, следует осуществлять сваркой одного кольцевого стыка - захлеста.

4. В случае, если оба конца заземлены, возникает необходимость вварки катушки с выполнением двух кольцевых стыков.

					Технологическая часть	Лис.
Изм.	Лис.	№ докум.	Подпис	Дата		96

5. При выполнении захлеста в условиях свободного перемещения трубопровода работы необходимо проводить в следующей последовательности:

- один из концов трубопровода заранее подготовить под сварку и уложить на опоры высотой 50-60 см по оси трубопровода;
- плетъ, образующую другой участок трубопровода, вывешивать рядом с первой и производить разметку места реза только с помощью унифицированного шаблона;
- произвести резку и формирующую разделку, с помощью унифицированной кромкорезательной машины;
- обработать кромки шлифовальной машинкой;
- сборка, прихватка и сварка стыка с обеспечением параметров, режимов регламентированных в "Технологической карте по сварке неповоротных стыков труб".

6. Монтаж захлеста осуществляется двумя кранами-трубоукладчиками.

7. Перед сваркой захлеста один из концов плети трубопровода обрезают с припуском по отношению к другому на 25 - 50 мм. Кромку конца после газовой резки обработать шлифмашинкой.

При сборке захлеста обрезанный конец плети стропуют на расстоянии 25-30 м от захлеста, чтобы между концами соединяемых плетей образовался зазор 40 – 50мм. Концами плетей манипулируют до совпадения их осей (недопускается стропить трубу для подъема в местах расположения кольцевых сварных швов). Затем устанавливают наружный центратор и сводят вместе концы плетей, опуская обрезанную плетъ вниз.

После установки между кромками труб требуемого зазора, стык прихватывают и сваривают.

8. Если между концами уложенных в траншею ниток трубопровода имеется разрыв, то его устраняют путем вставки патрубка (врезки катушки).

					Технологическая часть	Лис.
						97
Изм.	Лис.	№ докум.	Подпис	Дата		

9. Приварка катушки производится в следующей технологической последовательности:

- концы соединяемых труб обрезать и подготовить под сварку в соответствии с общими требованиями;
- изготовить катушку;
- пристыковать катушку к трубопроводу, выставить требуемый зазор и произвести сварку первого стыка;
- сборку и сварку второго стыка начинают производить по окончании сварки первого стыка.

10. Врезка катушки производится в траншее при помощи двух кранов-трубоукладчиков. Врезаемая катушка должна быть заданной длины (но не менее диаметра соединяемых труб). Катушка изготавливается из трубы с той же фактической толщиной стенки, того же диаметра и того же прочностного класса, что и соединяемые трубы, толщина стенок катушки и соединяемой трубы должны регистрироваться с помощью УЗК-толщиномера.

11. Сборка и сварка разнотолщинных элементов при монтаже захлестов и катушек не допускается.

12. Перерывы в процессе сварки захлестов недопустимы: захлест должен быть сварен за один прием - от начала до конца;

13. В месте реза трубы под захлест предусмотреть контроль УЗК (на расслоение).

14. Смещение кромок в потолочной части от "5 часов" до "7 часов" должно быть не более 1 мм на остальной части периметра, согласно общей регламентации не более 3мм.

15. Величина зазора, измеряемая после выполнения прихваток, должна составлять $2,5 + 0,5$ мм независимо от толщины стенки трубы. Если в процессе сборки не удалось выдержать минимально допустимый зазор, (фактический зазор оказался меньше 2 мм). этот участок должен быть шлифован абразивным кругом толщиной 2,5 мм.

					Технологическая часть	Лис
Изм.	Лис	№ докум.	Подпис	Дата		98

Контроль стыков на захлестах выполнить радиографическим методом, дублирующим контролем УЗК, обозначить их гарантийными с оформлением актов [13] .

Изоляцию захлестов выполнить вручную с применением материалов «Транскор-ГАЗ». Величина нахлеста на полимерную ленту должна быть не менее 100 мм.

5.9 Демонтаж участка старого газопровода. Очистка наружной поверхности трубопровода

Очистка наружной поверхности трубопровода от остатков земли, старого изоляционного покрытия следует производить ручным способом только на участках трубы размеченных под газовую резку. При производстве очистки не допускается нанесение царапин, рисов, сколов основного металла и срезание сварных швов. В процессе очистки остатки старой изоляции должны собираться в контейнеры и вывозиться для утилизации.

Демонтаж

Демонтируемый участок трубопровода разрезать газовой резкой на трехтрубные секции поднять их на подготовленную ремонтно-строительную полосу. Длины участков зависят от местности и условий (пересечения с коммуникациями, углы поворота, рельеф местности и.т.д.). Вырезанные секции вывезти в п. Нельмач.

К газовой резке трубопровода в траншее приступают только после замеров ПДК в траншее и в трубопроводе. При превышении ПДК допустимых норм принимаются меры по естественной вентиляции. В процессе работ постоянно производится контроль ПДК.

Работы по подъему трубопровода разрешается производить только в присутствии лица ответственного за производство работ, и только в светлое время суток.

					Технологическая часть	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпис	Дата		99

Перед подъемом газопровода выполнить все мероприятия, обеспечивающие безопасность этих работ и предотвращающие возникновение аварийных ситуаций.

Подъем газопровода следует осуществлять плавно, без разрывов и резких колебаний.

После демонтажа произвести засыпку траншеи грунтом, оставшимся после разработки траншеи, с послойным уплотнением и планировкой грунта, затем произвести возвращение растительного грунта. Место, где будет производиться стыковка вновь уложенного участка газопровода, оставить не засыпанным.

5.10 Контроль за строительно-монтажными работами, применяемыми материалами и оборудованием. Приемка в эксплуатацию отремонтированного участка газопровода

Способ осуществления контроля за качеством работ.

В соответствии с этапами технологического процесса строительства трубопроводов постоянно выполняется производственный контроль качества работ включающий в себя входной, операционный, приемочный [13].

Входной контроль качества материалов, оборудования, конструкций, изделий, предназначенных для использования в строительстве, осуществляется работниками службы снабжения, инженерно-техническими работникам линейных технологических потоков и специалистами отдела контроля качества строительства.

Операционный контроль технологических процессов осуществляют бригадиры линейных бригад и инженерно-технические работники линейного технологического потока на всех стадиях строительства линейной части газопровода, а специалисты службы контроля качества производят выборочный операционный контроль.

Приемочный контроль осуществляется после завершения определенных этапов работ. Этот вид контроля выполняется инженерно-

					Технологическая часть	Лис
						100
Изм.	Лис	№ докум.	Подпис	Дата		

техническими работниками линейного потока и специалистами отдела контроля качества строительства генподрядчика.

Завершающим этапом деятельности по обеспечению качества строительно-монтажных работ и эксплуатационной надежности объекта строительства является комплекс испытаний перед сдачей объекта в эксплуатацию.

Подрядчик должен обладать необходимым оборудованием, приборами и инвентарными приспособлениями для всех видов испытания магистральных трубопроводов.

Наряду с производственным контролем, осуществляемым работниками строительной организации выполняется авторский и инспекционный надзор.

Инспекционный надзор проводится представителями служб технадзора Заказчика и территориальных органов надзора.

Контроль качества строительно-монтажных работ включает в себя:

- контроль качества выполнения подготовительных работ;
- контроль качества земляных работ;
- контроль качества сварочных работ;
- контроль качества изоляционно-укладочных работ.

Контроль качества выполнения подготовительных работ.

Контроль качества подготовительных работ следует осуществлять путем систематического наблюдения и проверки соответствия выполняемых работ требованиям проектной документации [13], [36].

В процессе подготовительных работ исполнителями в числе прочих работ, контролируется:

- правильность закрепления трассы,
- соответствие фактических отметок и ширины планируемой полосы требованиям проекта, особенно в зоне разработки траншей.

Контроль осуществляется визуально, а также с помощью теодолита, нивелира, мерной ленты. Перед началом строительства генподрядная

					Технологическая часть	Лис
Изм.	Лис	№ докум.	Подпис	Дата		101

строительно-монтажная организация должна произвести контроль геодезической разбивки трассы, принять трассу от заказчика по акту.

Контроль качества земляных работ.

Контроль качества земляных работ осуществляется в соответствии с требованиями [13], [8].

Земляные работы должны производиться с обеспечением качества и с обязательным операционным контролем, который заключается в систематическом наблюдении и проверке соответствия выполняемых работ требованиям проекта и НТД.

Операционный контроль выполняется производителем работ визуально, а также с использованием теодолита, нивелира, мерной ленты, металлического щупа, шаблонов.

Выявленные в процессе контроля дефекты, отклонения от проектов и требований строительных норм и правил или технологических карт должны быть исправлены до начала следующих работ.

Приемку законченных земляных работ осуществляет служба контроля качества. По мере выполнения отдельных видов работ составляются документы на их приемку [13].

Контроль качества сварочных работ.

Перед началом работ организацией-получателем в присутствии поставщика производится приемка, отбраковка и освидетельствование труб, деталей трубопроводов и запорной арматуры согласно ВСН 012-88.

Приемка и отбраковка материалов выполняется визуальным контролем и инструментальным контролем с помощью рулетки, штангенциркуля, ультразвукового толщиномера, набора шаблонов. В случае необходимости отдельные трубы подвергаются ремонту в соответствии с требованиями [13]. Проведение ремонта и заключение о пригодности труб к дальнейшему использованию оформляется актом установленной формы.

					Технологическая часть	Лис
Изм.	Лис	№ докум.	Подпис	Дата		102

По результатам освидетельствования принимаемых материалов составляется акт.

Для обеспечения требуемого уровня качества сварочных работ необходимо производить:

- Проверку квалификации сварщиков, которую осуществляет постоянно-действующая комиссия генподрядчика в объеме и с использованием методик, определяемых требованиями [9].

- Контроль исходных материалов, труб и трубных заготовок, запорной и распределительной арматуры (входной контроль, согласно требований [5], [9], [13]. При определении качества сварочных материалов устанавливают наличие сертификатов на каждую партию и марку материалов, состояние поверхности покрытий электродов, сварочной проволоки. Сварочные материалы, которые по результатам контроля не соответствуют требованиям нормативных документов, признают некачественными и на них составляется акт в соответствии с положением [9], и с объекта убираются.

- Систематический операционный контроль, осуществляемый в процессе сборки и сварки мастерами и производителями работ. При операционном контроле в процессе сварки осуществляется наблюдение за строгим соблюдением режимов сварки, порядка наложения слоев и их количеством.

- Визуальный контроль и обмер сварных соединений осуществляется мастерами и производителями работ и работниками службы контроля с учетом требований [13]. Обнаруженные при внешнем осмотре недопустимые дефекты должны устраняться до проведения контроля неразрушающими методами.

- Радиографический контроль в объеме 100% сварных стыков с учетом требований [5], [9], [13] с применением рентгеновских аппаратов. Энергию рентгеновского излучения, тип радиографической пленки, схему зарядки кассет и схему просвечивания выбирают в зависимости от

						Технологическая часть	Лис.
Изм.	Лис.	№ докум.	Подпис	Дата			103

геометрических размеров контролируемого изделия таким образом, чтобы обеспечить требуемую чувствительность контроля.

Результаты контроля оформляются документально по [13].

К работе с аппаратурой по физическим методам контроля качества сварных стыков (магнитография, ультразвук, рентгенодефектоскопия, гамма-дефектоскопия) допускаются лица не моложе 18 лет, окончившие специальные курсы, и имеющие квалификационные удостоверения, обученные безопасным способам работы и прошедшие инструктаж по технике безопасности.

При работе с радиоактивными изотопами, применяемыми для просвечивания сварных швов трубопроводов, необходимо соблюдать "Санитарные правила по радиоизотопной дефектоскопии" (М., изд. Минздрава РФ, 1986), "Правила безопасности при транспортировании радиоактивных веществ", "Инструкцию по безопасному проведению работ при радиоизотопной и рентгеновской дефектоскопии в организациях и на предприятиях Миннефтегазстроя" [23].

Общий контроль за соблюдением правил радиационной безопасности должен осуществляться главными инженерами и инженерами по технике безопасности организаций, а непосредственный контроль осуществляется руководителями полевых испытательных лабораторий (пил), работниками полевых испытательных лабораторий (пил) и работниками радиационной безопасности (дозиметристами и др.). Администрация строительно-монтажных управлений должна обеспечить условия для безопасной работы с радиоактивными изотопами, предусмотренные правилами.

Приказом по строительно-монтажной организации должно быть назначено ответственное лицо за приемку и учет источников излучения.

Такое лицо должно быть назначено начальником или инженером ПИЛ, который должен знать физические- химические и токсические свойства источников гамма-излучения.

					Технологическая часть	Лис.
Изм.	Лис.	№ докум.	Подпис	Дата		104

Перед проведением работ с использованием источников ионизирующего излучения необходимо письменно проинформировать об этом государственные органы Сэн по Томской области.

Порядок организации гамма-дефектоскопов должен быть закреплен за дефектоскопами, выполняющими работы по передаче сварных соединений труб на монтажные площадки. Дефектоскопы отвечают за транспортировку и эксплуатацию гамма-дефектоскопов.

Ответственное лицо за приемку и учет источников излучения обязано выдавать гамма-дефектоскопы на места расположения дефектоскопов только под расписку в специальном журнале и в журнале приходно-расходном, регулярно вести учет источников излучения.

Ответственность за выполнение ремонтных работ и подготовку исполнительной документации несет инженерно-технический персонал, назначенный соответствующим приказом организации, выполняющей работы по ремонту участка трубопровода.

Сдача отремонтированного участка магистрального газопровода заказчику должна производиться после полной готовности участка (засыпка, подключение новых участков), контроля состояния изоляции методом катодной поляризации, испытаний на прочность и герметичность, а также восстановительных работ в соответствии с рабочим проектом и установки знаков.

Подключение законченного строительством участка газопровода производится после его приемки комиссией в комплексное опробование и получения разрешения на подключение (подачу газа) от ВСГТЦ ОАО «Газнадзор» и ПДС ООО «Газпром трансгаз Томск».

Приемка отремонтированного участка газопровода осуществляется приемочной комиссией, назначенной руководителем предприятия-заказчика.

					Технологическая часть	Лис.
Изм.	Лис.	№ докум.	Подпис	Дата		105

Приемка отремонтированного участка газопровода осуществляется в соответствии с требованиями действующих норм и правил: [4], [13], [32], [58].

Контроль качества изоляционных работ.

При контроле качества изоляционных работ руководствоваться требованиями [11], [18], [26]. Материалы, применяемые для противокоррозионной защиты (включая импортные), должны иметь технические паспорта и сертификаты. При выполнении изоляционных работ проводится контроль качества применяемых материалов, операционный контроль качества изоляционных работ и контроль качества готового покрытия.

При нанесении защитных покрытий необходимо проводить визуальный контроль качества изоляционных работ: очистки изолируемой поверхности, нанесения грунтовки, нанесения изоляционного покрытия и следить за сохранностью покрытия при укладке трубопровода.

Методы, показатели и последовательность контроля качества изоляционных материалов и противокоррозионных покрытий трубопроводов приведены в Приложении 6 [11], [26].

При использовании труб с заводской изоляцией проверяется на каждую партию наличие сертификата и соответствие труб сертификатам, проверка качества покрытия (толщин, адгезии, сплошности, прочности, качества).

5.11 Электрохимзащита

Проект выполнен согласно заданию и в соответствии с требованиями ПУЭ, [22], [26] и [38].

Существующая система электрохимзащиты магистральных газопроводов «НГПЗ-Парабель» обеспечивает электрическую защиту ремонтируемого участка газопровода. Существующая СКЗ установлена на 439 км. В результате ремонтных работ существующие кабели и КИП будут демонтированы, а через 500м и на углах поворота газопровода будут

					Технологическая часть	Лис
Изм	Лис	№ докум.	Подпис	Дата		106

установлены новые КИПы, в том числе и в точке дренажа СКЗ, оборудованные стационарными электродами сравнения со вспомогательным электродом, блоком пластин- индикаторов скорости коррозии и совмещенные с маркерами расстояния.

Все соединения выполнить сваркой.

					Технологическая часть	Лис
Изм.	Лис	№ докум.	Подпис	Дата		107

6. Организационно-экономическая часть

6.1. Организационно-техническая подготовка к капитальному ремонту

При разработке проекта организации капитального ремонта объекта Магистральный газопровод «НГПЗ-Парабель» учитывались требования и основные положения следующих нормативных документов: [18], [22], расчетных нормативов для составления ПОС.

Капитальный ремонт объекта осуществлялся по проекту производства работ, разработанного подрядной организацией, в соответствии с требованиями

Рабочих материалов чертежей и инженерных изысканий, исходных данных для составления проекта капитального ремонта [22].

Капитальный ремонт объекта, согласно исходным данным предусматривалось осуществлять силами ОАО «Томскгазстрой».

До начала подготовительного периода должны быть проведены организационные мероприятия:

- утверждена и выдана подрядной организации проектно-сметная документация;
- решены вопросы обеспечения капитального ремонта материалами, конструкциями и деталями;
- определены строительные, монтажные и специализированные организации для осуществления запланированного капитального ремонта, и решены вопросы по обслуживанию строителей;
- оформлено финансирование;
- произведен в натуре отвод территории для капитального ремонта;
- разработан генеральной строительной организацией проект производства работ.

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата			
					Технология проведения капитального ремонта магистрального газопровода Нижневартовский газоперерабатывающий завод-Парабель.		
Разраб.		Абдуллаев А.А			Лит.	Лист	Листов
Руковод.		Саурев А.Л.				108	154
Консульт.					ТПУ Группа 3-2Б5А		
Рук.ООП.		Брусник О.В.					

6.2 Методы производства работ

Строительство линейной части трубопровода и объектов планируется осуществлять комплексными линейными колоннами бригад и подразделений, выполняющих все виды строительно-монтажных работ при строительстве трубопровода.

Техническое обслуживание строительства линейной части газопровода будет обеспечиваться производственной базой подрядчика, а также временным притрассовым строительством объектов производственного и складского назначения (гибка криволинейных вставок, сварка труб в плети, текущий ремонт, техническое обслуживание машин и механизмов).

Проектом предусматривается подземная укладка газопровода.

Глубина заложения газопровода диаметром 1000 мм:

- 1,4-под автомобильными, полевыми и лесными дорогами;
- не менее 1,0-на остальных участках газопровода.

Сооружение трубопроводов будет происходить в зимний период.

Работы по сооружению переходов должны выполняться с опережением всех остальных линейных работ.

Для проезда вдоль трассы и прохода строительной техники необходимо устройство вдольтрассового проезда (засыпка ям, срезка бугров, прокладка водопропускных труб) протяженностью 7000 м и устройство лежневых дорог шириной 8 м, общей протяженностью 3000 м.

Производство работ по демонтажу газопровода на болотах осуществлять в зимнее время. Для ускорения промерзания болот производится очистка от снега в объёме 128 т.м³.

Разработка траншей в обычных условиях производится одноковшовым экскаватором, обратная засыпка бульдозером.

Засыпка траншей предусмотрена – бульдозером.

Укладка газопровода предусмотрена– с бровки траншеи.

					Организационно-экономическая часть	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпис	Дата		109

Разработка и засыпка траншей на переходах через болота предусматривается экскаватором со сланей.

Сборка и сварка труб в двухтрубные секции предусматривается централизованная на трубосварочной базе ПАУ-1001.

Трубосварочную базу рекомендуется разместить в п.Нельмач. Сварка неповоротных стыков на трассе осуществляется поточно-расчлененным методом непосредственно на трассе ручной электродуговой сваркой с применением самоходных сварочных установок.

Сварка на заболоченных участках будет выполняться из одиночных труб.

Проектом предусматривается применение труб с заводской изоляцией.

Укладку трубопровода в подготовленную траншею следует производить трубоукладчиками ТГ-321, Д-355С-3.

На переходах через болота I-II типа, а также на переходах через обводненные участки и поймы рек, сложенные минеральными грунтами, проектом предусматривается балластировка железобетонными утяжелителями.

На переходах через болота II типа, при укладке газопровода на торфяное основание, балластировка предусмотрена привозным минеральным грунтом с применением полимерно-контейнерных балластирующих устройств.

Очистку полости и испытание газопровода на прочность и герметичность производить согласно инструкции по производству и очистке полости и испытанию строящихся магистральных газопроводов [10].

Испытание газопровода на прочность и проверка на герметичность предусмотрена пневматическим способом.

Демонтаж существующего газопровода Ду 1000 протяженностью 10000 м производится после подготовительных работ.

					Организационно-экономическая часть	Лис
Изм.	Лис	№ докум.	Подпис	Дата		110

Выполняются земляные работы, демонтируются трубы и ж/б седловидные грузы, снимается полимерная изоляция, производится резка трубопровода.

6.3 Сроки и продолжительность строительства

Нормативная продолжительность строительства объекта определена на основании [27] .

1. Газопровод Ду 1000 протяженностью 10 км

Расчет производится методом экстраполяции исходя из имеющейся в нормах минимальной протяженности 20 км. с нормой продолжительности строительства 10 мес.

Продолжительность строительства с учетом экстраполяции будет равна:

$$\frac{5,029 * 10}{20} = 2,6 \text{ мес}$$

2. Демонтаж газопровода Ду 1000 протяженность 10 км.

Продолжительность строительства составит:

$$T_2 = T \times 0,5 = 2,6 \times 0,5 = 1,3 \text{ месяца}$$

Общая продолжительность строительства составит 3,9 месяца.

Строительство намечается осуществить с 3 кв 2010 и 1 квартале 2011 г.

Заказчиком по строительству проектируемого объекта является ООО «Газпром трансгаз Томск».

Строительство объекта будет осуществлять на правах генподрядчика ОАО «Томскгазстрой».

Для выполнения монтажных и специальных работ будут привлечены на субподрядных началах специализированные строительные и монтажные организации.

6.4 Ведомость объёмов основных ремонтно-строительных, монтажных и специальных строительных работ.

					Организационно-экономическая часть	Лис
Изм	Лис	№ докум.	Подпис	Дата		111

Таблица 30 Ведомость объёмов

№ п/п	Наименование	Единица измерения	Колич-во
1	Расчистка строительной полосы от леса средней густоты Ø стволов до 20 см.	шт	2077
2	Корчевка пней.	шт	2077
3	Расчистка площади от кустарника и мелколесья.	1га	0,46
4	Протяженность трасы.	М	10000
5	Планировка.	1000 м ²	233,86
6	Разработка растительного грунта бульдозером.	1000 м ³	9,915
7	<u>Земляные работы:</u> Разработка	тыс.м ³	59,4
	Засыпка	тыс.м ³	59,4
	Планировка	тыс.м ³	15,9
8	Монтаж и сварка труб в заводской изоляции Ø1020×12мм	м	10000
9	Коврики из нетканого синтетического материала (НСМ)	м ²	986,5
10	Изоляция сварных стыков и укладка газопровода в заводской изоляции.	м	10000
11	Рытьё траншеи одноковшовым эксковатором для укладки газопровода Ø1020 в болотистой местности.	км	2,973
12	Засыпка траншеи одноковшовым эксковатором для укладки газопровода 3-ей категории.	км	2,973
13	Рытьё траншеи в равнинно-холмистой местности газопровода диаметром 1020 мм.	км	7027
14	Засыпка траншеи в равнинно-холмистой местности газопровод диаметром 1020 мм.	км	7027
15	Железобетонные утяжелители УБО-1020.	шт	3587
16	Термоусаживающие манжеты «Терма-СТМП»	комплект	892
17	Пневматическое испытание (воздухом) на прочность и проверка на герметичность.	м	10000

6.5 Потребность в строительных машинах и механизмах

Потребное количество основных строительных машин и механизмов определено по расчетным нормативам для составления ПОС.

Примечание: Предусмотренные перечнем марки не являются обязательными и могут быть заменены другими с аналогичной характеристикой при разработке ППР.

Таблица 31 Общее количество потребных машин

№ п/п	Наименование машин и механизмов	Количество
1.	Экскаватор «Кранэкс».	1
2.	Экскаватор «Хитачи».	1
3.	Экскаватор «ЭО-4225».	1
4.	Бульдозер Т-170.	1
5.	Бульдозер «Катерпиллер».	1
6.	Трубоукладчик «Камацу С355».	3
7.	Трубоукладчик «ТГ-321».	2
8.	Сварочный агрегат «АС-81».	1
9.	Сварочный агрегат «АПС-4».	1
10	Трубовоз «Урал-4320».	3
11.	Полуприцеп «Камаз»	1

					Организационно-экономическая часть	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпис	Дата		112

12.	Автомобиль бортовой «Урал».	1
13.	Автомобиль самосвал.	5
14.	Кран автомобильный «КС-45714».	1
15.	Кран на пневмоходу «КС».	1
16.	Автобензовоз «Урал».	1
17.	Трелёвочный трактор «ТТ-4».	2
18.	Автомобиль «УАЗ».	1
19.	Автобус вахта «Камаз».	1
20.	Автобус вахта «Урал».	1
21.	Бензомоторные пила «Хузварна».	3

Таблица 32 Оборудование и приборы контроля качества

п/п	Наименование оборудования	Количество
1	Газовая резка.	2
2.	Центратор внутренний.	1
3.	Центратор наружный	2
4.	Аппарат струйной очистки.	1
5.	Компрессор.	1
6.	Рентгеновский аппарат «Арина-5»	2
7	Толщиномер «Пелинг УД2-102»	1
8.	Искровой дефектоскоп для контроля качества изоляции ИДМ.	1

6.6 Потребность в кадрах

Потребность строительства в рабочих кадрах и общее количество работающих на строительстве определены на основании объёмов строительно-монтажных работ и планируемых годовых выработок на одного работающего, на строительно-монтажных работах и вспомогательных производствах. Результаты расчета сведены в таблице 33.

Таблица 33 Потребность строительства в рабочих кадрах

год стр- ва	объем СМР тыс.руб (1991г.)	средн. годов. выраб. тыс.руб.	общая числен. работ.	В том числе по категориям (чел.)			
				рабочие 80,2%	служащ. 4,5%	ИТР 13,2%	МОП и охрана 2,1%
2010	232,43	18,6	13	10,3	0,6	1,3	0,6

Покрытие потребности в рабочей силе осуществляется за счет перебазирования с других объектов. Затраты на доставку работающих на объекте приняты в процентном отношении с учетом данных подрядчика.

6.7 Ведомость потребности в строительных конструкциях, изделиях, материалах и оборудовании

					Организационно-экономическая часть	Лис
Изм.	Лис	№ докум.	Подпис	Дата		114

Таблица 34 Ведомость потребности в строительных конструкциях, изделиях, материалах и оборудовании

№ п / п	Наименование	Ед-цы изм.	Кол-во
1	Строительные сборные ж/бетонные конструкции	шт	3587
2	Песчано-гравийная смесь	м³	52,0
3	Металлоконструкции	т	1,3
4	Проволока сварочная	кг	1048,2
5	Электроды сварочные	кг	4600,5
6	Трубы стальные ø1020	м	10000
7	Манжета термоусаживающаяся «Терма-СТМП»	шт	892

6.8. Потребность в энергетических ресурсах и воде

Потребность строительства в воде и энергетических ресурсах определена по укрупнённым показателям на 1млн.руб. СМР согласно расчетных нормативов и приведена в вышеуказанной таблице.

Электроснабжение строительства предусматривается осуществлять от линии ЭХЗ. В случае отключения линии ЭХЗ, предусмотрена дизельная электростанция.

Снабжение сжатым воздухом производится от передвижных компрессоров.

Кислород и пропан-бутановая смесь доставляется в баллонах на специально оборудованных машинах.

Водоснабжение на хозяйственные и питьевые нужды предусмотрено привозной водой. Воду привозят автоцистернами из п. Карга на расстояние 25 км.

Для производственных нужд из открытых водоёмов.

Теплоснабжение временных зданий и сооружений предусматривается от электронагревательных приборов.

Таблица 35 Потребность в энергетических ресурсах и воде

п/п	Наименование	Ед. измерения	Норма на 1млн.руб	Объёмы СМР (млн.руб.)	Потребность по стр-ву
1	Электроэнергия	кВ. А	141	0,537	216,7
2	Сжатый воздух	м³/ мин	8,28		12,7

					Организационно-экономическая часть	Лист
Изм.	Лис.	№ докум.	Подпис	Дата		115

3	Кислород	м ³ /год	4324		1550,1
4	Вода для производственно-технических, хозяйственных, питьевых и гигиенических нужд	м ³ /сут	-		4,05

6.9. Временные здания и сооружения

Для обеспечения социально-бытовых условий работников, выполняющих строительно-монтажные работы. Используются временные здания и сооружения.

Таблица 36 Потребность строительства в складах

№ п/п	Наименование складских сооружений	Площадь, м ²
1	Склад отапливаемый	280,8
2	Склад не отапливаемый	339,3
3	Навес	892,7
	Итого	1512,8

Потребность строительства в складах определена по укрупненным показателям на 1 млн. руб. строительно-монтажных работ и приведена в таблице 34.

Детальная компоновка расположения временных зданий и сооружений выполняется в проекте производства работ.

Потребная площадь конторских помещений, бытовых помещений определена по укрупненным показателям (таблица 35).

Таблица № 37 Потребная площадь конторских и бытовых помещений

№ п/п	Наименование	Общая площадь
	1. Здание санитарно-бытового назначения	
	Гардеробная	177,6
	Душевая	169,7
	Умывальная	15,0
	Сушилка	41,4
	Столовая	105,1
	Помещение для обогрева рабочих	20,7
	Уборная	20,7
	Итого	550,2

Временные здания и сооружения для обслуживания работающих на трассе располагаются в местах проведения работ по мере продвижения колонны.

Таблица № 38 Временные здания и сооружения

	2. Административного назначения	
	Контора	240,0
	Красный уголок	173,2
	Итого:	413,2
	Всего:	963,4

6.10 Техничко-экономические показатели

Таблица 39 Техничко-экономические показатели

№ п/п	Наименование	Ед.изм.	Кол-во
1	Протяженность трубопровода	км	5,029
2	Общая сметная стоимость (в ценах 1991 года) в том числе СМР	млн.руб. млн.руб.	232,43 232,43
3	Общая продолжительность капремонта	месяцев	3,9
4	Среднегодовая выработка	тыс.руб.	56,1
5	Численность рабочих	человек.	39
6	Общая трудоёмкость кап. ремонта	тыс.чел.дней	14040,0

6.11. Расчет финансовых потерь

Исходя из текущего технического состояния линейной части МГ «НВГПЗ-Парабель» были рассчитаны финансовые потери ООО «Газпром трансгаз Томск» в сравнении с проектными показателями.

Учитывая проектную производительность по МГ «НВГПЗ-Парабель» - **32,492** млрд. м³ в год при $P_{пр} = 5,5$ МПа, при снижении допустимого рабочего давления до **3,75** МПа фактическую производительность составит **30,255** млрд. м³ в год.

Разница в объеме перекачиваемого газа:

$$\Delta Q = 2,237 \text{ млрд. м}^3 \text{ в год.}$$

Принимая среднее расстояние транспорта газа равное $L=144$ км, получаем товаро-транспортную работу по этому газопроводу

$$V = \Delta Q \times L = 2,237 \text{ млрд. м}^3 \times 144 \text{ км} = 322,128 \text{ млрд. м}^3 \times \text{км.}$$

Учитывая, что тариф по транспорту газа, установленный Федеральной службой по тарифам в России составляет **1104** руб. за 1000 м³ на 100 км

					Организационно-экономическая часть	Лис.
Изм.	Лис.	№ докум.	Подпис	Дата		117

получаем реальные потери по «недопоставке» газа относительно проектной возможности

$\Sigma = 322,128$ млрд. м³ *км. x 1104 руб. за тыс. м³ на 100 км =
=322128 тыс. м³ км x 1104 руб. за тыс. м³ на 100 км = **355,629** млн.
руб. в год.

Учитывая, что примерная стоимость данного капитального ремонта будет составлять **220-250** млн. руб., то он окупит себя за 1,53 года, т.е. за 18 месяцев.

					Организационно-экономическая часть	Лис.
Изм.	Лис.	№ докум.	Подпис	Дата		118

7. Оценка коммерческого потенциала и перспективности проведения научных исследований с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения.

7.1 Потенциальные потребители результатов исследования

Для анализа потребителей результатов исследования необходимо рассмотреть целевой рынок и провести его сегментирование.

Целевой рынок – сегменты рынка, на котором будет продаваться в будущем разработка. В свою очередь, сегмент рынка – это особым образом выделенная часть рынка, группы потребителей, обладающих определенными общими признаками.

Сегментирование – это разделение покупателей на однородные группы, для каждой из которых может потребоваться определенный товар (услуга).

В зависимости от категории потребителей (коммерческие организации, физические лица) необходимо использовать соответствующие критерии сегментирования.

Таблица 40 Карта сегментирования рынка по виду капитального ремонта.

		Вид исследования		
		С заменой трубы	С заменой изоляционного покрытия	Выборочный ремонт
Размер компании	Крупные			
	Средние			

	Газпром
	Стройгазконсалтинг

Исходя из данных таблицы 38 сегментирования видно, что в сфере капитального ремонта наибольшая конкуренция будет присутствовать в методе с заменой трубы.

					Технология проведения капитального ремонта магистрального газопровода Нижневартовский газоперерабатывающий завод-Парабель.			
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>	Оценка коммерческого потенциала и перспективности проведения научных исследований с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения	<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Разраб.</i>	Абдуллаев А.А						119	154
<i>Руковод.</i>	Саурев А.Л.					ТПУ Группа 3-2Б5А		
<i>Консульт</i>								
<i>Рук.ООП</i>	Брусник О.В.							

7.2 Анализ конкурентных технических решений

Детальный анализ конкурирующих разработок, существующих на рынке, необходимо проводить систематически, поскольку рынки пребывают в постоянном движении. Такой анализ помогает вносить коррективы в научное исследование, чтобы успешнее противостоять своим соперникам. Важно реалистично оценить сильные и слабые стороны разработок конкурентов.

С этой целью может быть использована вся имеющаяся информация о конкурентных разработках:

- технические характеристики разработки;
- конкурентно способность;
- уровень завершенности научного исследования (наличие макета, прототипа и т.п.);
- бюджет разработки;
- уровень проникновения на рынок;
- финансовое положение конкурентов, тенденции и т.д.

Целесообразно проводить данный анализ с помощью оценочной карты, представленной в Таблице 41.

Таблица 41. Оценочная карта для сравнения конкурентных технических решений (разработок).

Критерии оценки	Вес критерия	Баллы			Конкурентно-способность		
		Бт	Би	Бв	Кт	Ки	Кв
1	2	3	4	5	6	7	8
Технические критерии оценки ресурсоэффективности							
1. Удобство в эксплуатации (соответствует требованиям потребителей)	0,15	5	2	2	0,75	0,3	0,3
2. Энергоэкономичность	0,1	2	3	5	0,2	0,3	0,5
3. Надежность	0,15	5	3	2	0,75	0,45	0,3
4. Уровень шума	0,05	4	4	1	0,2	0,2	0,05
5. Функциональная мощность (предоставляемые возможности)	0,1	5	3	4	0,5	0,3	0,4
6. Простота эксплуатации	0,07	5	3	3	0,35	0,21	0,21
7. Безопасность	0,2	5	3	3	1	0,6	0,6
Экономические критерии оценки эффективности							
1. Конкурентоспособность продукта	0,03	5	2	2	0,15	0,06	0,06
2. Уровень проникновения на рынок	0,04	4	3	2	0,16	0,12	0,08
3. Цена	0,1	5	3	2	0,5	0,3	0,2

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

Лис

120

Изм.	Лис	№ докум.	Подпис	Дат
------	-----	----------	--------	-----

4. Предполагаемый срок эксплуатации	0,01	5	2	2	0,05	0,02	0,02
Итого	1	50	31	28	4,61	2,86	2,72

Бт-с заменой трубы

Би- с заменой изоляционного покрытия.

Бв-выборочный ремонт.

По таблица 2 видно, что эффективный использовать метод с заменой трубы, он является наиболее конкурентно способным, так как обладает преимуществом в долгосрочном сроке службе.

Критерии для сравнения и оценки ресурсоэффективности и ресурсосбережения, приведенные в табл. 1, подбираются, исходя из выбранных объектов сравнения с учетом их технических и экономических особенностей разработки, создания и эксплуатации.

Позиция разработки и конкурентов оценивается по каждому показателю экспертным путем по пятибалльной шкале, где 1 – наиболее слабая позиция, а 5 – наиболее сильная. Веса показателей, определяемые экспертным путем, в сумме должны составлять 1.

Анализ конкурентных технических решений определяется по формуле:

$$K = \sum V_i \cdot B_i,$$

где K – конкурентоспособность научной разработки или конкурента;

V_i – вес показателя (в долях единицы);

B_i – балл i -го показателя.

7.3 SWOT-анализ

SWOT – анализ представляет собой комплексный анализ инженерного проекта. Его применяют для того, чтобы перед организацией или менеджером проекта появилась отчетливая картина, состоящая из лучшей возможной информации и данных, а также сложилось понимание внешних сил, тенденций и подводных камней, в условиях которых научно-исследовательский проект будет реализовываться. В первом этапе обычно описываются сильные и слабые стороны

					Оценка коммерческого потенциала и перспективности проведения научных исследований с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения	Лис
Изм.	Лис	№ докум.	Подпис	Дат		121

проекта, а также возможности и угрозы для реализации проекта, которые проявились или могут появиться в его внешней среде.

Результаты первого этапа SWOT-анализа:

1. Сильные стороны проекта.
2. Слабые стороны проекта.
3. Возможности.
4. Угрозы проекта.

После того как сформулированы четыре области SWOT переходим к реализации второго этапа. Второй этап состоит в выявлении соответствия сильных и слабых сторон научно-исследовательского проекта внешним условиям окружающей среды. Это соответствие или несоответствие должны помочь выявить степень необходимости проведения стратегических изменений. Интерактивная матрица проекта представлена в таблице 3, таблице 4, таблице 5, таблице 6.

Таблица 42 Интерактивная матрица проекта сильных сторон проекта

Сильные стороны проекта					
Возможности проекта		C1	C2	C3	C4
	B1	+	+	+	+
	B2	+	+	-	+
	B3	-	-	-	-
	B4	0	+	0	+

Таблица 43 Интерактивная матрица возможностей и слабых сторон проекта

Слабые стороны проекта			
Возможности проекта		Сл1	Сл2
	B1	+	-
	B2	+	+
	B3	-	-
	B4	0	-

Таблица 44 Интерактивная матрица угроз и сильных сторон проекта

Сильные стороны проекта					
Угрозы проекта		C1	C2	C3	C4
	У1	-	-	-	-
	У2	+	-	-	+
	У3	0	0	-	-

Таблица 45 Интерактивная матрица угроз и слабых сторон проекта

Слабые стороны проекта			
Угрозы проекта		Сл1	Сл2
	У1	+	-
	У2	+	+
	У3	-	-

Таблица 46 SWOT-анализ

	<p>Сильные стороны научно-исследовательского проекта: С1. Высокая экономичность технологии С2. Повышение безопасности производства; С3. Большой срок службы; С4. Уменьшение затрат на ремонт оборудования.</p>	<p>Слабые стороны научно-исследовательского проекта: Сл1. Дороговизна оборудования и материалов; Сл2. Снижение бюджета на разработку; Сл3. Высокая конкуренция в данной отрасли; Сл4. Введение дополнительных государственных требований к стандартизации и сертификации.</p>
<p>Возможности: В1. Повышение эффективности работы за счет модернизации В2. Сокращение расходов; В3. Качественное обслуживание потребителей; В4. Сокращение времени простоев.</p>	<p>– Уменьшение времени простоев из-за большого срока службы. – Сокращение расходов за счет новых технологии – Возможность максимально использовать МГ.</p>	<p>– Поиск путей более дешевого снабжения проекта. – Обучение персонала.</p>
<p>Угрозы: У1. Отсутствие спроса на новые технологии производства; У2. Снижение бюджета на разработку; У3. Высокая конкуренция в данной отрасли. У4. Введение дополнительных государственных требований к сертификации продукции;</p>	<p>– Уменьшение бюджета проекта за счет высокой экономичности технологии</p>	<p>– Приобретение необходимого опытного оборудования</p>

7.4 Планирование научно-исследовательских работ. Структура работ в рамках научного исследования

Планирование комплекса предполагаемых работ осуществляется в следующем порядке:

- определение структуры работ в рамках научного исследования;
- определение участников каждой работы;
- установление продолжительности работ;
- построение графика проведения научных исследований.

Для выполнения научных исследований формируется рабочая группа, в состав которой могут входить научные сотрудники и преподаватели, инженеры, техники и лаборанты, численность групп может варьироваться.

По каждому виду запланированных работ устанавливается

					Оценка коммерческого потенциала и перспективности проведения научных исследований с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения	Лис
Изм	Лис.	№ докум.	Подпис	Дат		123

соответствующая должность исполнителей. В данном разделе необходимо составить перечень этапов и работ в рамках проведения научного исследования, провести распределение исполнителей по видам работ. Примерный порядок составления этапов и работ, распределение исполнителей по данным видам работ приведен в таблице 8.

Таблица 47 Перечень этапов, работ и распределение исполнителей

Основные этапы	№ раб	Содержание работ	Должность исполнителя
Выбор темы исследований	1	Календарное планирование работ по теме	Руководитель, исполнитель
	2	Выбор алгоритма исследований	Руководитель
	3	Подбор и изучение литературы по теме	Исполнитель
Разработка тех. задания	4	Составление и утверждение тех. задания	Руководитель
Теоретические и экспериментальные исследования	5	Проведение теоретических расчетов и обоснование	Исполнитель
	6	Анализ работы газопровода и проведение экспериментов	Исполнитель
Обобщение и оценка результатов	7	Оценка результатов исследования	Руководитель, исполнитель
Оформление отчета по исследовательской работе	8	Составление пояснительной записки	Руководитель, исполнитель

Определение трудоемкости выполнения работ

Трудовые затраты в большинстве случаев образуют основную часть стоимости разработки, поэтому важным моментом является определение трудоемкости работ каждого из участников научного исследования. Трудоемкость выполнения научного исследования оценивается экспертным путем в человеко-днях и носит вероятностный характер, т.к. зависит от множества трудно учитываемых факторов. Для определения, ожидаемого (среднего) значения трудоемкости $t_{ожі}$ используется следующая формула:

$$t_{ожі} = \frac{3t_{mini} + 2t_{maxi}}{5},$$

где $t_{ожі}$ – ожидаемая трудоемкость выполнения i -ой работы чел.-дн.;

t_{mini} – минимально возможная трудоемкость выполнения заданной i -ой работы (оптимистическая оценка), чел.-дн.;

t_{maxi} – максимально возможная трудоемкость выполнения заданной i -ой работы (пессимистическая оценка), чел.-дн.

					Оценка коммерческого потенциала и перспективности проведения научных исследований с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения	Лис
Изм.	Лис	№ докум.	Подпис	Дат		124

Исходя из ожидаемой трудоемкости работ, определяется продолжительность каждой работы в рабочих днях T_{pi} , учитывающая параллельность выполнения работ несколькими исполнителями. Такое вычисление необходимо для обоснованного расчета заработной платы, так как удельный вес зарплаты в общей сметной стоимости научных исследований составляет около 65 %.

$$T_{pi} = \frac{t_{ожi}}{Ч_i},$$

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

$t_{ожi}$ – ожидаемая трудоемкость выполнения одной работы, чел.-дн.;

$Ч_i$ – численность исполнителей, выполняющих одновременно одну и ту же работу на данном этапе, чел.

Разработка графика проведения научного исследования

Наиболее удобным и наглядным является построение ленточного графика проведения научных работ в форме диаграммы Ганта.

Диаграмма Ганта – горизонтальный ленточный график, на котором работы по теме представляются протяженными во времени отрезками, характеризующимися датами начала и окончания выполнения данных работ. Для удобства построения графика, длительность каждого из этапов работ из рабочих дней следует перевести в календарные дни. Для этого необходимо воспользоваться следующей формулой: $T_{ki} = T_{pi} * K_{кал}$,

где T_{ki} – продолжительность выполнения i -й работы в календарных днях;

T_{pi} – продолжительность выполнения i -й работы в рабочих днях;

$K_{кал}$ – коэффициент календарности. Коэффициент календарности определяется по следующей формуле:

$$K_{кал} = \frac{T_{кал}}{T_{кал} - T_{вых} - T_{пр}},$$

где $T_{кал} = 365$ – количество календарных дней в году;

					Оценка коммерческого потенциала и перспективности проведения научных исследований с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения	Лис
Изм	Лис	№ докум.	Подпис	Дат		125

$T_{вых} = 102$ – количество выходных дней в году;

$T_{пр} = 16$ – количество праздничных дней в году.

$$K_{кал} = \frac{365}{365 - 102 - 16} = 1,47$$

Рассчитанные значения в календарных днях по каждой работе T_{ki} округляем до целого числа.

Все рассчитанные значения сведены в таблице 48.

Таблица 48 Временные показатели проведения научного исследования

Название работы	Трудоемкость работ			Трудоемкость работ	Длительность работ в рабочих днях, T_{pi}	Длительность работ в календарных днях, T_{ki}
	tmin, Чел дн	tmax, Чел дн	t _{ож} , Чел дн			
Календарное планирование работ по теме	2	4	3	Руководитель, Исполнитель	2	3
Составление и утверждение тех. задания	1	2	1,5	Руководитель	2	3
Подбор и изучение материалов по теме	10	15	12	Исполнитель	12	18
Согласование материалов по теме	4	7	5,2	Руководитель	5	8
Проведение теоретических расчетов и обоснование	6	18	10	Исполнитель	10	15
Анализ работы газопровода и проведение экспериментов	3	6	4	Исполнитель	4	6
Оценка результатов исследования	2	5	3,8	Руководитель, Исполнитель	2	3
Составление пояснительной записки	5	10	6	Руководитель, Исполнитель	3	5

На основании таблицы 48 строим план график, представленный в таблице 49.

Таблица 49 Календарный план график проведения НИР по теме

№	Вид работ	Исполнители	Т _{ки} , кал. дн и	Продолжительность выполнения работ															
				Фев.			Март			Апрель			Май						
				2	3		1	2	3	1	2	3	1	2	3				

					Оценка коммерческого потенциала и перспективности проведения научных исследований с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения	Лис.
						126
Изм.	Лис.	№ докум.	Подпис	Дат		

1	Календарное планирование работ по теме	Р, И	3																
2	Составление и утверждение тех. Задания	Р	3																
3	Подбор и изучение материалов по теме	И	18																
4	Согласование материалов по теме	Р	8																
5	Проведение теоретических расчетов и обоснование	И	21																
6	Анализ работы газопровода и проведение экспериментов	И	6																
7	Оценка результатов исследования	Р, И	6																
8	Составление пояснительной записки	Р, И	9																

-  -Руководитель
 -Исполнитель

Бюджет научно-технического исследования

Материальные затраты включают затраты на изготовление опытного образца. Все необходимое спецоборудование и затраты на его приобретение представлены в таблице 47.

Таблица 50 Смета затрат на реализацию проекта

№	Наименование оборудования	Кол-во единиц оборудования	Цена единицы оборудования, руб.	Общая стоимость оборудования,руб
Вариант 1				
1	Трубоукладчик «Камацу D355С».	2	25000000	50000000
2	Экскаватор «Хитачи».	2	8000000	16000000
3	Бульдозер «Катерпиллер».	1	15000000	15000000
4	Трубовоз «Урал-4320».	3	4000000	12000000
5	Сварочный агрегат «АПС-4».	2	2000000	4000000
6	Сварочный агрегат «Lincoln Electric»	4	400000	1600000
7	Автобус вахта «Урал».	2	3500000	7000000
8	Кран автомобильный «КС-45714».	1	4000000	4000000
9	Автомобиль самосвал.	2	3500000	7000000

					Оценка коммерческого потенциала и перспективности проведения научных исследований с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения	Лис
Изм.	Лис	№ докум.	Подпис	Дат		127

Итого				116600000
Вариант 2				
1	Трубоукладчик «Камацу D355C».	2	25000000	50000000
2	Экскаватор «Хитачи».	2	8000000	16000000
3	Бульдозер «Катерпиллер».	1	15000000	15000000
4	Автобус вахта «Урал».	2	3500000	7000000
5	Автомобиль самосвал.	2	3500000	7000000
Итого				95000000
Вариант 3				
1	Трубоукладчик «Камацу D355C».	1	25000000	25000000
2	Экскаватор «Хитачи».	1	8000000	8000000
3	Бульдозер «Катерпиллер».	1	15000000	15000000
4	Автобус вахта «Урал».	1	3500000	3500000
5	Сварочный агрегат «АПС-4».	1	2000000	2000000
6	Сварочный агрегат «Lincoln Electric»	2	400000	800000
7	Трубовоз «Урал-4320».	1	4000000	4000000
8	Автомобиль самосвал.	1	3500000	3500000
Итого:				61800000

Для проведения научного исследования нам необходимо оформление документации т.е необходимо приобрести 2 компьютера, с установленными на компьютер специальными программами. Затраты на приобретение компьютера и программного обеспечения:

$$З=(2*45000)+(2*4000)=98000 \quad (24)$$

Основная заработная плата исполнителей темы

В данную статью включается основная заработная плата научных и инженерно-технических работников, а также рабочих опытных производств, непосредственно участвующих в выполнении работ по данной теме. Величина расходов по заработной плате определяется на основе трудоемкости выполняемых работ и действующей системы тарифных ставок и окладов. В состав основной заработной платы включается _____ премия, выплачиваемая ежемесячно из фонда заработной платы в размере 20 – 30 % от тарифа или оклада.

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

					Оценка коммерческого потенциала и перспективности проведения научных исследований с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения	Лис
Изм.	Лис	№ докум.	Подпис	Дат		128

$$Z_{зп} = Z_{осн} + Z_{доп},$$

где $Z_{осн}$ – основная заработная плата;

$Z_{доп}$ – дополнительная заработная плата (12-20 % от $Z_{осн}$).

Месячный должностной оклад работника:

$$Z_{м} = Z_{тс} \cdot (1 + k_{пр} + k_{д}) \cdot k_{р},$$

где $Z_{тс}$ – заработная плата по тарифной ставке, руб.;

$k_{пр}$ – премиальный коэффициент, равный 0,3 (т.е. 30% от $Z_{тс}$);

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

$k_{р}$ – районный коэффициент, равный 1,3 (для Томска).

Для руководителя:

$$Z_{м} = 50000 \cdot (1 + 0,3 + 0,2) \cdot 1,3 = 97500 \text{руб}$$

Для исполнителя:

$$Z_{м} = 30000 \cdot (1 + 0,3 + 0,2) \cdot 1,3 = 58500 \text{руб}$$

Среднедневная заработная плата рассчитывается по формуле:

$$Z_{дн} = \frac{Z_{м} \cdot M}{F_{д}},$$

где $Z_{м}$ – месячный должностной оклад работника, руб.;

M – количество месяцев работы без отпуска в течение года:

при отпуске в 24 раб.дней $M=11,2$ месяца, 5-дневная неделя;

$F_{д}$ – действительный годовой фонд рабочего времени научно-технического персонала, раб.дн. (представлен в табл. 47)

Таблица 51 Баланс рабочего времени

Показатели рабочего времени	Руководитель	Исполнитель
Календарноечислодней	365	365

Количество нерабочих дней: - выходные - праздничные	118	118
Потери рабочего времени: - отпуск - невыходы по болезни	37	53
Действительный годовой фонд рабочего времени	210	194

Рассчитываем заработную плату:

Руководитель: $Z_{\text{дн}} = (97500 * 11,2) / 210 = 5200$ руб.

Исполнитель: $Z_{\text{дн}} = (58500 * 11,2) / 194 = 3120$ руб.

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

$$Z_{\text{осн}} = Z_{\text{дн}} \cdot T_p,$$

где $Z_{\text{осн}}$ – основная заработная плата одного работника;

T_p – продолжительность работ, выполняемых научно-техническим работником, раб. дн.;

$Z_{\text{дн}}$ – средневзвешенная заработная плата работника, руб.

Для руководителя: $Z_{\text{осн}} = 5200 * 90 = 468000$ руб.

Для исполнителя: $Z_{\text{осн}} = 3120 * 120 = 374000$ руб.

Таблица 52 Расчет основной заработной платы

№ п/п	Исполнитель и по категориям	Трудоемкость, чел.- дни			Зарплата, приходящаяся на один чел.-дн, руб			Всего заработная плата по тарифу (окладам), руб		
		Исп.1	Исп.2	Исп.3	Исп.1	Исп.2	Исп.3	Исп.1	Исп.2	Исп.3
1	Руководитель	90	50	35	5200	5200	5200	468 000	260 000	182 000
2	Исполнитель	120	70	50	3120	3120	3120	374 000	218 000	156 000
Итого								842 000	478 000	338 000

Дополнительная заработная плата исполнителей темы

Затраты по дополнительной заработной плате исполнителей темы учитывают величину предусмотренных Трудовым кодексом РФ доплат за отклонение от нормальных условий труда, а также выплат, связанных с

					Оценка коммерческого потенциала и перспективности проведения научных исследований с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения	Лис.
Изм.	Лис.	№ докум.	Подпис	Дат		130

обеспечением гарантий и компенсаций (при исполнении государственных и общественных обязанностей, при совмещении работы с обучением, при предоставлении ежегодного оплачиваемого отпуска и т.д.).

Расчет дополнительной заработной платы ведется по следующей формуле:

$$Z_{\text{доп}} = k_{\text{доп}} \cdot Z_{\text{осн}}$$

где $k_{\text{доп}}$ – коэффициент дополнительной заработной платы (на стадии проектирования принимается равным 0,12 – 0,15).

Для руководителя: $Z_{\text{доп}} = 0,15 \cdot 468000 = 70200 \text{руб}$

Для исполнителя: $Z_{\text{доп}} = 0,15 \cdot 374000 = 56100 \text{руб}$

Таблица 53 Расчет дополнительной заработной платы

№ п/п	Исполнители по категориям	Дополнительная заработная плата, руб		
		Исп.1	Исп.2	Исп.3
1	Руководитель	70200	39000	27300
2	Исполнитель	56100	32700	23400
Итого		126300	71995	50700

Отчисления во внебюджетные фонды (страховые отчисления)

В данной статье расходов отражаются обязательные отчисления по установленным законодательством Российской Федерации нормам органам государственного социального страхования (ФСС), пенсионного фонда (ПФ) и медицинского страхования (ФФОМС) от затрат на оплату труда работников.

Величина отчислений во внебюджетные фонды определяется исходя из следующей формулы:

$$Z_{\text{внеб}} = k_{\text{внеб}} \cdot (Z_{\text{осн}} + Z_{\text{доп}}),$$

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

На 2014 г. в соответствии с Федеральным законом от 24.07.2009 №212-ФЗ установлен размер страховых взносов равный 30%. На основании пункта 1 ст.58 закона №212-ФЗ для учреждений осуществляющих

					Оценка коммерческого потенциала и перспективности проведения научных исследований с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения	Лис
Изм.	Лис	№ докум.	Подпис	Дат		131

образовательную и научную деятельность в 2014 году водится пониженная ставка – 27,1%.

Таблица 54 Отчисления во внебюджетные фонды

Исполнитель	Основная заработная плата, руб.			Дополнительная заработная плата, руб.		
	Исп.1	Исп.2	Исп.3	Исп.1	Исп.2	Исп.3
Руководитель проекта	468 000	260 000	182 000	70200	39000	27300
Исполнитель	374000	218000	156000	56100	32700	23400
Коэффициент отчислений во внебюджетные фонды	27,1%					
Итого						
Исполнение 1	262409					
Исполнение 2	148969					
Исполнение 3	105338					

Накладные расходы

Накладные расходы учитывают прочие затраты организации, не попавшие в предыдущие статьи расходов: печать и ксерокопирование материалов исследования, оплата услуг связи, электроэнергии, почтовые и телеграфные расходы, размножение материалов и т.д. Их величина определяется по следующей формуле:

$$Z_{\text{накл}} = (\text{сумма статей } 1 \div 4) \cdot k_{\text{нр}},$$

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

Таким образом:

$$Z_{\text{накл}1} = (116698000+842000+126300+262409) \cdot 0,16=18868593 \text{ руб}$$

$$Z_{\text{накл}2} = (95098000+478000+71995+148969) \cdot 0,16=15327514 \text{ руб}$$

$$Z_{\text{накл}3} = (61898000+338000+50700+105338) \cdot 0,16=9982726 \text{ руб}$$

Формирование бюджета затрат научно-исследовательского проекта

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

					Оценка коммерческого потенциала и перспективности проведения научных исследований с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения	Лис
Изм.	Лис.	№ докум.	Подпис	Дат		132

Определение бюджета затрат на научно-исследовательский проект по каждому варианту исполнения приведен в табл. 54.

Таблица 55 Расчет бюджета затрат НТИ

Наименование статьи	Сумма, руб.		
	Исп.1	Исп.2	Исп.3
1. Затраты на специальное оборудование для научных (экспериментальных) работ	116698000	95098000	61898000
2. Затраты по основной заработной плате исполнителей темы	842000	478000	338000
3. Затраты по дополнительной заработной плате исполнителей темы	126300	71995	50700
4. Отчисления во внебюджетные фонды	262409	148969	105338
5. Накладные расходы	18868593	15327514	9982726
Бюджет затрат НТИ	136797302	111124478	72374764

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

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

Интегральный показатель финансовой эффективности научного исследования получают в ходе оценки бюджета затрат трех (или более) вариантов исполнения научного исследования (см. табл. 16). Для этого наибольший интегральный показатель реализации технической задачи принимается за базу расчета (как знаменатель), с которым соотносятся финансовые значения по всем вариантам исполнения.

Интегральный финансовый показатель разработки определяется как:

$$I_{\text{финр}}^{\text{исп.}i} = \frac{\Phi_{ri}}{\Phi_{\text{max}}}$$

где $I_{\text{финр}}^{\text{исп.}i}$ – интегральный финансовый показатель разработки;

Φ_{pi} – стоимость i -го варианта исполнения;

Φ_{max} – максимальная стоимость исполнения научно - исследовательского проекта (в т.ч. аналоги).

Тогда, для первого варианта: $I_{финр}^{исп.i} = \frac{136797302}{136797302} = 1.$

Для второго варианты: $I_{финр}^{исп.i} = \frac{111124478}{136797302} = 0,8.$

Для третьего варианта: $I_{финр}^{исп.i} = \frac{72374764}{136797302} = 0,5.$

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

$$I_{pi} = \sum a_i * b_i,$$

где I_{pi} – интегральный показатель ресурсоэффективности;

a_i – весовой коэффициент разработки;

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

Таблица 56 Сравнительная оценка характеристик проекта

Объект исслед. Критерии	Весовой коэффиц. параметра	Исп.1	Исп.2	Исп.3
1. Срок службы	0,2	5	2	1
2. Удобство в эксплуатации	0,15	5	2	3
3. Материалоемкость	0,1	4	3	2
4. Энергосбережение	0,25	3	2	2
5. Надежность	0,15	4	2	1
6. Эффективность	0,15	4	1	1
ИТОГО	1	25	12	10

Рассчитываем показатель ресурсоэффективности:

$$I_{p \square исп1} = 5 * 0,2 + 5 * 0,15 + 4 * 0,1 + 3 * 0,25 + 4 * 0,15 + 4 * 0,15 = 4,1;$$

$$I_{p \square исп2} = 2 * 0,2 + 2 * 0,15 + 3 * 0,1 + 2 * 0,25 + 2 * 0,15 + 1 * 0,15 = 1,9 ;$$

$$I_{p \square исп3} = 1 * 0,2 + 3 * 0,15 + 2 * 0,1 + 2 * 0,25 + 1 * 0,15 + 1 * 0,15 = 1,5 ;$$

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

					Оценка коммерческого потенциала и перспективности проведения научных исследований с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения	Лис
Изм	Лис	№ докум.	Подпис	Дат		134

$$I_{исп.1} = \frac{I_{p-исп1}}{I_{финр}^{исп.1}}, \quad I_{исп.2} = \frac{I_{p-исп2}}{I_{финр}^{исп.2}} \text{ и т.д.}$$

Сравнение интегрального показателя эффективности вариантов исполнения разработки позволит определить сравнительную эффективность проекта (табл.17) и выбрать наиболее целесообразный вариант из предложенных. Сравнительная эффективность проекта (\mathcal{E}_{cp}):

$$\mathcal{E}_{cp} = \frac{I_{исп.1}}{I_{исп.2}}$$

Таблица 57 Сравнительная эффективность разработки

№ п/п	Показатели	Исп. 1	Исп. 2	Исп. 3
1	Интегральный финансовый показатель разработки	1	0,8	0,5
2	Интегральный показатель ресурсоэффективности разработки	4,1	1,9	1,5
3	Интегральный показатель эффективности	4,1	2,4	3
4	Сравнительная эффективность вариантов исполнения	1	0,6	0,7

Показатель ресурсоэффективности проекта имеет высокое значение, что говорит об эффективности использования технического проекта.

Таким образом, в капитальном ремонте магистрального газопровода с заменой труб остается эффективным и сохраняет конкурентоспособность.

Вывод:

В ходе выполнения данной части выпускной работы была доказана конкурентоспособность данного технического решения, был произведен SWOT-анализ. Также был посчитан бюджет НТИ, основная часть которого приходится на материальные затраты, связанные с приобретением оборудования и материалов. Все, вышперечисленные технико-экономические показатели проекта, позволяют сделать вывод о том, что трубы из данного материала экономически выгодны.

8. Социальная ответственность

Введение:

Безопасность жизнедеятельности представляет собой систему законодательных актов и соответствующих им социально - экономических, технических, гигиенических, организационных мероприятий, обеспечивающих безопасность, сохранение здоровья и работоспособности человека в процессе труда.

С целью поддержания пропускной способности и предупреждения скапливания воды и внутренних отложений, а также с целью подготовки участка нефтепровода к внутритрубной инспекции и переиспытаниям должна проводиться очистка внутренней полости МН пропуском очистных устройств.

Целью данного раздела является оценка условий труда персонала, обслуживающего устройства систем очистки и диагностики трубопроводов: анализ вредных и опасных факторов, воздействующих на работника, разработка мер защиты от них, также рассмотрение вопросов техники безопасности, пожарной безопасности, охраны окружающей среды, защиты в ЧС.

8.1. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности.

Специальные правовые нормы трудового законодательства

К работникам на объектах нефтегазового комплекса допускаются лица не моложе 18 лет, прошедшие медицинское освидетельствование и не имеющие противопоказание по здоровью [57].

Организация и порядок обучения, проведения инструктажей, проверки знаний и допуска персонала к самостоятельной работе должны соответствовать требованиям ГОСТ 12.0.004-2015 ССБТ и «Положения о порядке проверки знаний правил, норм и инструкций по безопасности у

					Технология проведения капитального ремонта магистрального газопровода Нижневартовский газоперерабатывающий завод-Парабель.			
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>				
Разраб.		Абдуллаев А.А			Социальная ответственность	<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
Руковод.		Саурев А.Л.					136	154
Консульт.		Ф.И.О.				ТПУ гр.3-2Б5А		
Рук. ООП.		Брусник О.В.						

руководящих работников и специалистов предприятий, организаций и объектов, подконтрольных Госгортехнадзору России» [58].

Требования к территории, объектам, помещениям, рабочим местам. Отопление и вентиляция производственных, административных и бытовых зданий и помещений должны соответствовать нормам и правилам [54].

Социальная защита работников

Реализация социальной защиты на организационном уровне возможна двумя путями:

1) предоставление льгот и гарантий в рамках социальной защиты персонала организации (социальное страхование по старости, по случаю временной нетрудоспособности, безработицы и др.), установленные на государственном или региональном уровне;

2) предоставление работникам и членам их семей дополнительных льгот, за счет выделенных на эти цели средств из фондов социального развития организации. Эти выплаты становятся такими же обязательными для выполнения, как и те, что предоставляются в соответствии с трудовым законодательством.

8.2. Производственная безопасность

При проведении работ по очистке внутренней полости нефтепровода с пропуском очистных устройств, присутствуют опасные и вредные производственные факторы (таблица 1), которые могут привести к ухудшению состояния здоровья работников или их смерти. Этот факт обязывает предусматривать различные мероприятия для защиты от них [35].

Таблица 58 Опасные и вредные факторы при выполнении работ

Наименование видов работ	Факторы (ГОСТ 12.0.003-2015 ССБТ)	
	Вредные	Опасные
1	2	3

Механическая очистка внутренней полости магистрального нефтепровода	<ul style="list-style-type: none"> • Вредные вещества; • Метеоусловия. 	<ul style="list-style-type: none"> • Механической природы; • Пожарной и взрывной природы; • Поражение электрическим током.
---	--	---

Анализ вредных производственных факторов и обоснование мероприятий по их устранению.

1. Превышение уровня шума.

Превышение уровня шума при подготовке места проведения работ, возникает в результате работы специальной техники (бульдозера, экскаватора), а также при различных ударах, колебаниях отдельных деталей или оборудования при этом шум сохраняется на всем протяжении их деятельности. Шум является общебиологическим раздражителем, оказывая влияние не только на слух, но, в первую очередь, на структуру головного мозга, вызывая сдвиги в различных функциональных системах организма.

Полевой этап работы связан с постоянными передвижениями, перемещением и переноской значительных тяжестей и требует больших физических усилий, поэтому относится к тяжелой категории работ. Следовательно, в таблице 2 [50] допустимый уровень шума в рабочей зоне не должен превышать 65-75 дБ.

Наиболее эффективным средством борьбы с шумом является борьба с источником его возникновения. Для уменьшения шума необходимо своевременно проводить ремонт оборудования, заменять ударные процессы на безударные, шире использовать принудительное смазывание трущихся поверхностей, применять балансировку вращающихся частей, а также вести работы с применением средств индивидуальной защиты (наушники и др.).

Основные мероприятия для борьбы с шумом :

- понижение шума в источнике (применение звукоизолирующих средств);
- понижение шума на пути распространения звука;

					Социальная ответственность	Лис.
Изм.	Лис.	№ докум.	Подпис	Дата		138

- средства индивидуальной защиты (СИЗ): наушники;
- соблюдение режима труда и отдыха;
- использование средств автоматики для управления технологическими процессами.

Таблица 59 Основные элементы производственного процесса, формирующие опасные и вредные факторы

Наименование видов работ	Фактор (ГОСТ 12.0.003-74 ССБТ с измен 1999 г.)		Нормативные документы
	Вредные	Опасные	
1	2	3	4
Снятие плодородного слоя почвы, перемещение его во временный отвал и планировка трассы в зоне действия ремонтно-строительного потока.	1.Отклонение показателей климата на открытом воздухе.	1.Движущиеся машины и механизмы производственного оборудования (в т.ч. грузоподъемные).	СНиП 3.05.05-84[12] ВСН 51-1-97 [13]
Вскрытие газопровода	2.Превышение уровня шума.	2.Обрушение стенок траншеи.	СТО Газпром 14-2005 [14]
Удаление старой или дефектной изоляции.	3.Утечка токсичных и вредных веществ в атмосферу.	3.Высокое давление газопровода.	ГОСТ 12.2.062-81 [15]
Погрузочно-разгрузочные работы.	4.Тяжесть и напряженность физического труда.	4.Взрывопожароопасность	СТО Газпром 2-3.5-454-2010 [16]
Отбраковка труб.			ГОСТ 12.4.011-89 ССБТ [17]
Производство сварочно-восстановительных работ.			ГОСТ 12.1.003-83 (1999) ССБТ [18]
Применение сканера-дефектоскопа перед окончательной очисткой газопровода.			ГОСТ 12.1.005-88 (с изм. №1 от 2000 г.) [19] СНиП 23-05-95 [20]
Сварочно-монтажные работы.			СНиП 21-01-97 [21]
Укладка газопровода, засыпка отремонтированного газопровода.			ГОСТ 30691-2001 [22]
Восстановление средств ЭХЗ и знаков закрепления трассы.			
Техническая рекультивация плодородного слоя почвы.			

Таблица 60 Допустимые уровни шума, дБ, на рабочем месте [18]

Категория работ по тяжести труда	Уровни шума, дБ, для степени напряженности труда			
	Легкая	Средняя	1 степень напряженности	2 степень напряженности
Легкая и средняя	80	80	60	50
Тяжелая	65	75	-	-

2. Отклонение показателей климата рабочей зоны.

В условиях воздействия низких температур может происходить переохлаждение организма за счет увеличения теплоотдачи. При низкой температуре окружающего воздуха резко увеличиваются потери тепла путем конвекции, излучения.

Особенно опасно сочетание низкой температуры с высокой влажностью и высокой скоростью движения воздуха, так как при этом значительно воз-растают потери тепла конвекцией и испарением.

При воздействии холода изменения возникают не только непосредственно в области, воздействия, но также и на отдаленных участках тела. Это обусловлено местными и общими рефлекторными реакциями на охлаждение. Например, при охлаждении ног, наблюдается снижение температуры слизистой оболочки носа, глотки, что приводит к снижению местного иммунитета и возникновению насморка, кашля и т.д. Другим примером рефлекторной реакции является спазм сосудов почек при охлаждении организма. Длительное охлаждение ведет к расстройствам кровообращения, снижению иммунитета. При сильном воздействии холода может происходить общее переохлаждение организма.

В холодный период года абсолютный минимум температуры наружного воздуха составляет -51°C . Нормирование параметров на открытых площадках не производится, но определяются конкретные мероприятия по снижению неблагоприятного воздействия их на организм рабочего.

Температуры окружающей среды, при которых запрещается ведение

					Социальная ответственность	Лис
Изм.	Лис	№ докум.	Подпис	Дата		140

каких-либо работ устанавливаются локальными правовыми актами в соответствии с климатом района производства работ.

Таблица 61 – Работы на открытом воздухе приостанавливаются при погодных условиях
(Постановление от 11.02.2011 г. №29а) [24]

Скорость ветра, м/с	Температура воздуха °С
При безветренной погоде	-36
Не более 5,0	-35
5,1-10,0	-34
10,0-15	-32

Так же при температуре 10 °С и ниже лицам, работающим на открытом воздухе и в закрытых необогреваемых помещениях, должны предоставляться перерывы для обогрева в специально отведенных помещениях, оборудованных в соответствии с санитарными нормами и правилами.

Количество и продолжительность перерывов устанавливаются правилами внутреннего трудового распорядка. Перерывы для обогрева включаются в рабочее время. Прекращение работ оформляется локальным нормативным актом работодателя.

Работники, занятые на работах по замене дефектных участков нефтепроводов должны быть обеспечены спецодеждой, спецобувью и другими средствами защиты, согласно Типовым отраслевым нормам бесплатной выдачи одежды, спецобуви и других средств индивидуальной защиты. Порядок выдачи и пользования средствами индивидуальной защиты определяется Правилами обеспечения работников специальной одеждой, специальной обувью и другими СИЗ.

Применяемые спецодежда, спецобувь и другие СИЗ, должны иметь сертификаты соответствия.

Работники не должны допускаться к работе без положенной по нормативам спецодежды и СИЗ, во время работы должны их правильно применять.

					Социальная ответственность	Лис.
Изм.	Лис	№ докум.	Подпис	Дата		141

3. Повышенная запыленность рабочей зоны

Повышенная запыленность рабочей зоны возникает в результате работ, направленных на очистку поверхности трубопровода в околосшовных зонах от шлака и других включений, а загазованность – в результате выхлопа спецтехники. В запыленном воздухе дыхание становится затрудненным, насыщение крови кислородом ухудшается, что предрасполагает к легочным заболеваниям. Продолжительное действие пыли на органы дыхания может привести к профессиональному заболеванию - пневмокониозу. Основанием для проведения мер борьбы с пылью является гигиеническое нормирование Установленного перечня ПДК фиброгенного пыли в воздухе рабочих помещений приведен в [51]. ПДК фиброгенного пыли зависимости от процентного содержания диоксида кремния составляет 1 и 2 мг/м³. Для других видов пыли ПДК от 2 до 10 мг/м³. Предельно допустимая среднесуточная концентрация пыли в воздухе не должна превышать 0,15 мг/м³, а максимально разовая - 0,5 мг/м³.

8.3.Обоснование мероприятий по снижению уровней воздействия опасных и вредных факторов на исследователя (работающего)

1.Движущиеся машины и механизмы производственного оборудования.

Движущиеся машины и механизмы производственного оборудования как опасный фактор, возникает в процессе проведения подготовительных работ, направленных на ликвидацию гидратов. Опасный фактор возникает за счет нахождения рабочего персонала вблизи работающих машин и механизмов (бульдозеры, экскаваторы). Основная задача машин и механизмов направлена на организацию свободного подхода и подъезда к месту проведения огневых работ, а именно на удаление мешающих предметов, взрывоопасных, пожароопасных и вредных веществ. В соответствии с нарядом-допуском, составленным на основании [59], и плана организации проведения работ эксплуатационным персоналом филиала

					Социальная ответственность	Лис.
Изм.	Лис.	№ докум.	Подпис	Дата		142

осуществляется подготовка технологического объекта к проведению огневых работ.

Для защиты от данных опасных факторов используются коллективные средства защиты, – устройства, препятствующие появлению человека в опасной зоне. Согласно [39] ограждения необходимо выполнять в виде различных сеток, решеток, экранов и кожухов. При устройстве ограждений обязательно соблюдение определенных требований. Запрещена работа со снятым или неисправным ограждением.

2. Электрический ток

При ремонтных работах возникает опасность поражения электрическим током от применяемого электрооборудования.

Электросварочная установка (преобразователь, сварочный трансформатор) должна присоединяться к источнику питания через рубильник и предохранители или автоматический выключатель, а при напряжении холостого хода более 70 В должно применяться автоматическое отключение сварочного трансформатора.

К работам допускаются лица не моложе 18 лет, прошедшие медицинское освидетельствование, имеющие специальную подготовку, прошедшие проверку знаний правил эксплуатации электроустановок потребителей и межотраслевых правил по охране труда (правила безопасности) при эксплуатации электроустановок и имеющие удостоверение на допуск к работам в электроустановках, прошедшие вводный инструктаж по охране труда и инструктаж по технике безопасности на рабочем месте с соответствующей записью в журнал по проведению инструктажа.

3. Обрушение стенок траншеи

Обрушение стенок траншеи при проведении земляных работ по вскрытию загидраченного участка газопровода напрямую связано с величиной угла откоса траншеи, зависящей от типа грунта и

					Социальная ответственность	Лис.
Изм.	Лис.	№ докум.	Подпис	Дата		143

коэффициента влажности. Поэтому опасностью для рабочего персонала является возможность получения травм от обрушения грунта. Согласно [57] эти работы относятся к разряду работ повышенной опасности. Данной инструкцией, предусматривается ряд правил, для безопасного проведения земляных работ, а значит защиты персонала от травматизма.

При отсутствии возможности работы грузоподъемных механизмов из-за обрушения стенок траншеи, вследствие подтопления ее грунтовыми водами, необходимо дополнительное изменение углов наклона стенок котлована, а также укрепление их деревянными (по возможности металлическими) сваями. Данные работы производит рабочий персонал, в соответствии с утвержденным проектом, при этом высота выступающих концов крепления должна быть не менее 15 см согласно [58].

Перед началом проведения работ в траншее (котловане), глубиной более 1,3 м, проверяется надежность откосов и креплений стен, а также их устойчивость. Количество лестниц в траншее (котловане) составляет 2 шт на 5 человек, а в рабочих же котлованах повышенной опасности устанавливается 4 лестницы. Все используемые лестницы должны иметь инвентарный номер, дату следующих испытаний, принадлежность к какой-то службе или участку (например, участок ЛЭС). Проверка надежности применяемых лестниц проводится: 1 раз в полугодие - для деревянных, 1 раз в год - для металлических.

4. Высокое давление газопровода

Высокое давление газопровода, представляет серьезную опасность рабочему персоналу при проведении огневых работ. Оно может вызвать разрыв трубы, повреждение технологического оборудования, в связи с этим нанести травмы персоналу. Поэтому для снижения опасности этого фактора рабочее давление в газопроводе снижается до 2,5 МПа согласно [28].

					Социальная ответственность	Лис
Изм.	Лис.	№ докум.	Подпис	Дата		144

Таким образом, для управления работой и обеспечения безопасных условий эксплуатации газопровод должны быть оснащены:

- запорной или запорно-регулирующей арматурой;
- приборами для измерения давления;
- приборами для измерения температуры;
- предохранительными устройствами;

5. Взрывопожароопасность.

Взрывопожароопасность, как опасный фактор, представляет серьезную угрозу для жизни и здоровья работников и сотрудников на рассматриваемых нами площадках проведения работ. Возникает в результате превышения допустимой концентрации газа в воздухе рабочей зоны. Опасными факторами пожара является повышенная температура оборудования и окружающей среды, токсичные продукты горения и термического разложения, пониженная концентрация кислорода в воздухе рабочей зоны.

Эти факторы приводят к отравлениям, ухудшению работы органов дыхания, к травмированию работающих.

Любой специалист или рабочий из персонала при обнаружении несоответствий с требованиями действующей типовой инструкции, а также при несоблюдении мер безопасности, указанных в наряде-допуске, что может привести к возникновению опасной ситуации, имеет право и обязан немедленно прекратить выполнение огневых работ согласно [40].

Предельно допустимая концентрация сероводорода в воздухе рабочей зоны в смеси с углеводородными газами $3\text{мг}/\text{м}^3$. Природные горючие газы относятся к группе веществ, образующих с воздухом взрывоопасные смеси. Концентрационные пределы воспламенения (по метану) в смеси с воздухом в объемных процентах : нижний-5%, верхний-15%.

					Социальная ответственность	Лис.
Изм.	Лис.	№ докум.	Подпис	Дата		145

Результатам негативного воздействия пожара и взрыва на организм человека являются ожоги различной степени тяжести, повреждения и возможен летальный исход.

Ответственность за организацию и обеспечение пожарной безопасности при проведении ремонтных работ возлагается на руководителя, который наряду с выполнением общих требований пожарной безопасности обязан:

- обеспечить обучение рабочих требованиям пожарной безопасности на их рабочих местах;
- обеспечить исправность и готовность к действию средств пожаротушения;
- обеспечить наличие и исправность средств связи;
- обеспечить исправное состояние дорог подъездов и путей на участок;
- проводить оперативный контроль за состоянием пожарной безопасности в местах проведения ремонтных работ;
- установить на ремонтных участках противопожарный режим (определить места для курения, установить места размещения и допустимое количество ГСМ, порядок проведения огневых работ и т.д.) и контроль за их выполнением;
- обеспечить немедленный вызов пожарных подразделений в случае пожара или опасности его возникновения при аварии, одновременно приступить к выводу людей из зоны пожара или аварии.

б. Утечки токсичных и вредных веществ в атмосферу.

Содержание вредных веществ в воздухе рабочей зоны не должно превышать предельно допустимых концентраций ПДК.

Утечки токсичных и вредных веществ в атмосферу (метанола) напрямую связана с нарушением технологии его закачки в полость

					Социальная ответственность	Лис.
Изм.	Лис.	№ докум.	Подпис	Дата		146

газопровода, что приводит к образованию в рабочей зоне взрывоопасной смеси (температура вспышки 15,6 °С).

При попадании на кожу и в органы дыхания (при испарении) метанол вызывает ожог и раздражение, при попадании в пищевод в небольшом объеме 5—10 мл вызывает сильное отравление, а 30 граммов и более - летальный исход. Такие симптомы как: головная боль, слабость, недомогание, озноб, тошнота, рвота характеризуют легкую форму отравления. Поэтому опасность для жизни несет как чистый метанол, так и жидкости, в состав которых входит данное вещество даже в очень небольшом процентном соотношении.

Антидотом при отравлении метанолом является внутривенное капельное введение 10 % раствора этанола, или же пероральный прием 30 - 40% раствора из расчета 1 - 2 грамма на 1 кг массы тела в сутки. В этом случае происходит переключение алкогольдегидрогеназы I на окисление экзогенного этанола.

При работе с метанолом, при его транспортировке и хранении должны быть предусмотрены средства индивидуальной защиты (СИЗ), представленные защитными очками, резиновыми перчатками, спецодеждой и обувью согласно типовым отраслевым нормам. Так же используется фильтрующий маски ППМ и ШМП и противогазы марок А, М при концентрациях паров выше ПДК.

7. Экологическая безопасность

Воздействие на земельные ресурсы ожидается только в период капитального ремонта объекта. При проведении подготовительных и СМР а также работ по демонтажу старого газопровода, воздействие объекта на земельные ресурсы заключается в следующем:

– срезке плодородного слоя почвы на участке проведения работ и возможным его частичным перемешиванием сстилающим грунтом, перемещении во временный отвал в границах полосы отвода земель и

					Социальная ответственность	Лис.
Изм.	Лис.	№ докум.	Подпис	Дата		147

обратно при планировке и подготовке полосы и площадки, а также при передвижении строительной техники и транспортных средств вне дорог;

– возможном локальном засорении отводимой территории и близ расположенных несельскохозяйственных угодий отходами от строительной техники, бытовым мусором и нефтепродуктами.

Воздействие на почву при производстве строительного-монтажных работ в значительной мере зависит от соблюдения правильной технологии и культуры строительного - монтажных работ. Необходимо предусматривать следующие мероприятия для охраны земель:

– обязательное соблюдение границ территории, отведенной во временное и постоянное пользование на период производства подготовительных и строительного - монтажных работ;

– движение техники только в полосе временного отвода;

– выполнение необходимых ремонтных и профилактических работ техники только на специально оборудованной для этих целей площадке;

– использование исправной техники, прошедший своевременное техническое обслуживание;

– улучшение условий окружающей среды.

Биологический этап включает комплекс агротехнических и фитомелиоративных мероприятий по посеву и уходу за посевами. Сроки технического этапа рекультивации представлены в таблице 62.

Таблица 62 Сроки технического этапа рекультивации

Время загрязнения в текущем году	Окончание технического этапа
Зима	Первая весна через осень после загрязнения
Весна	Весна следующего года
Лето	Весна следующего года
Осень	Первая весна через осень после загрязнения

Тип воздействия на земельные угодья – механическое разрушение поверхности, нарушение рельефа местности и загрязнение поверхности отходами.

Источниками воздействия являются:

					Социальная ответственность	Лис.
Изм.	Лис.	№ докум.	Подпис	Дата		148

- земляные работы;
- установка временных отвалов грунта;
- устройство переездов и проездов;
- передвижение строительной техники;
- устройство бытовых помещений;
- загрязнение территории отходами производства.

8.4. Безопасность в чрезвычайных ситуациях

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

Чрезвычайные ситуации подразделяются на следующие виды:

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

Возможные аварии на магистральном газопроводе могут возникнуть в результате внезапной разгерметизации линейной части, которая может наступить по нескольким причинам:

Она происходит в результате образования свища, трещины на трубе, фасонных частях или оборудовании линейной части, а также в случае аварийного отказа в работе запорной арматуры, которые возникают вследствие:

- а) общих коррозионных повреждений, уменьшивших толщину стенки трубы до величины, которая меньше необходимой для обеспечения прочности магистрального трубопровода при максимально разрешенном рабочем давлении газа, питтинговых коррозионных повреждений, создающих реальную угрозу возникновения утечки газа;

					Социальная ответственность	Лис.
Изм.	Лис.	№ докум.	Подпис	Дата		149

б) любых воздействий, создающих сверхнормативные нагрузки на трубопровод, или его перемещений в пространстве в результате стихийных явлений, происходящих в окружающей среде (оползень, паводок, землетрясение и др.), механических воздействий техники, которые отрицательно влияют на безопасность функционирования объекта;

в) любых видов трещинообразования или дефектов материала труб и оборудования, которые понижают прочность и требуют для обеспечения безопасности снижения рабочего давления на 20% и более от установленного или отключения объекта;

г) при возникновении кристаллогидратной пробки, вследствие которой возникает давление превышающее максимально разрешенное рабочее давление;

д) при проведении диверсионных и террористических актов. Утечку газа можно обнаружить приборами-газоанализаторами, а также визуально и "на слух" по следующим характерным признакам: • шуму и запаху газа; • изменению цвета растительности; • появлению пузырьков на водной поверхности в обводнённых местах; • потемнению снежного покрова.

Чрезвычайные ситуации на трубопроводном транспорте могут возникнуть по различным причинам:

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

					Социальная ответственность	Лис.
Изм.	Лис.	№ докум.	Подпис	Дата		150

- старение оборудования (моральный или физический износ);
- коррозия оборудования;
- 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. Данные пожары и взрывы относятся к чрезвычайным ситуациям техногенного характера.

При взрыве газозвушной смеси выделяют зону детонационной волны с радиусом (R_1), где происходит полное разрушение, и зону ударной волны, в которой происходят те или иные разрушения.

Радиус зоны детонационной волны определяется по формуле:

$$R_1 = 18,5 \cdot \sqrt[3]{Q} (м),$$

где Q – количество газа в тоннах.

Радиус зоны смертельного поражения людей определяется по формуле:

$$R_{спл} = 30 \cdot \sqrt[3]{Q} (м)$$

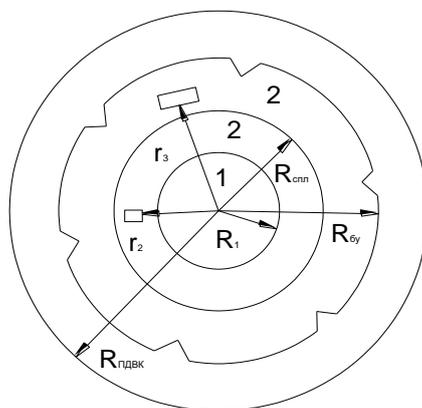


Рис. 12 Зона воздействия при взрыве паровоздушной смеси

- 1 – Зона детонационной волны;
- 2 – Зона ударной волны;
- R_1 – радиус зоны детонационной волны (м);
- $R_{спл}$ – радиус зоны смертельного поражения людей;
- $R_{бу}$ – радиус безопасного удаления, $\Delta P_{ф} = 5$ (кПа);
- $R_{пдвк}$ – радиус предельно допустимой взрывобезопасной концентрации;
- r_2 и r_3 – расстояния от центра взрыва до элемента предприятия в зоне ударной волны.

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

- перед началом работ в ремонтном котловане переносным газоанализатором проверяется уровень загазованности воздушной среды, при этом содержание газов не должно превышать предельно – допустимой концентрации по санитарным нормам;

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

Вывод:

В ходе проделанной работы проведена оценка условий труда персонала, проводящих капитальный ремонт магистрального газопровода: анализ вредных и опасных факторов, воздействующих на работника, разработка мер защиты от них, также рассмотрены вопросы техники безопасности, пожарной безопасности, охраны окружающей среды, защиты в ЧС.

					Социальная ответственность	Лис.
Изм.	Лис.	№ докум.	Подпис	Дат		152

Заключение

В настоящей работе предусмотрен капитальный ремонт магистрального газопровода «НГПЗ – Парабель» и включает в себя полную замену труб в границах проектирования и приведение участков газопровода в соответствие с требованиями действующих нормативных документов для обеспечения безаварийной эксплуатации газопровода в течение длительного периода.

В разделе № 1 приведена характеристика существующего газопровода, инженерно-геологическая и гидрологическая, климатическая характеристика трассы.

В разделе № 2 приведено подробное обоснование необходимости проведения капитального ремонта участка МГ на основании электронного отчета внутритрубной диагностики магистрального газопровода «НГПЗ – Парабель»

В расчетной части проведен расчет толщины стенки трубы, проверка трубопровода на прочность и пластические деформации, расчет пропускной способности газопровода.

В конструктивной части на основании расчетов произведен подбор элементов (трубы, соединительные детали), необходимые для проведения капитального ремонта участка МГ.

В технологической части изложены этапы (подготовительный и основной) проведения работ по капитальному ремонту.

В разделе производственная и экологическая безопасность разработаны мероприятия по охране труда и технике безопасности при проведении основных видов работ, по сохранности магистрального газопровода, пожаро- взрывоопасность, мероприятия по охране растительного и животного мира.

					Технология проведения капитального ремонта магистрального газопровода Нижневартовский газоперерабатывающий завод-Парабель.			
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>				
<i>Разраб.</i>		Абдуллаев А.А			Заключение	<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Руковод.</i>		Саурев А.Л.					153	154
<i>Консульт</i>						ТПУ Группа 3-2Б5А		
<i>Рук. ООП.</i>		Брусник О.В.						

В организационно-экономической части приведены расчеты экономической эффективности проведения капитального ремонта на данном участке МГ.

В работе были представлены и рассмотрены современные методы производства работ по капитальному ремонту магистрального газопровода, использованы современные материалы, приборы, оборудование, техника.

Данный проект разработан в соответствии с нормами и правилами, действующими на территории Российской Федерации, и предусматривает экологическую, санитарно-гигиеническую, взрывную, пожарную и взрывопожарную безопасность при эксплуатации.

					Заключение	Лис
Изм.	Лис	№ докум.	Подпис	Дата		154

Список использованных источников

1. Вайншток С.М. «Трубопроводный транспорт нефти». I том- М.: Недра, 2002-407с.
2. ГОСТ 16350-80. Климат СССР. Районирование и статистические параметры климатических факторов для технических целей.
3. СТО Газпром 2-2.3-095-2007 «Методика указания по диагностическому обследованию линейной части магистральных газопроводов».
4. СП 36.13330.2012 Магистральные трубопроводы.
5. СП 86.13330.2014 Магистральные трубопроводы.
6. СП 131.13330.2012 Строительная климатология.
7. СНиП 12-03-2001 Безопасность труда в строительстве. Часть 1. Общие требования.
8. СП 45.13330.2017 Земляные сооружения, основания и фундаменты.
9. ВСН 006-89. "Строительство магистральных и промысловых трубопроводов. Сварка".
10. ВСН 011-88/Миннефтегазстрой Строительство магистральных и промысловых трубопроводов. Очистка полости и испытание.
11. ВСН 008-88/Миннефтегазстрой Строительство магистральных и промысловых трубопроводов. Противокоррозионная и тепловая изоляция.
12. ВСН 014-89."Строительство магистральных и промысловых трубопроводов. Охрана окружающей среды ". Миннефтегазстрой;
13. ВСН 012-88 ч.1.2. "Строительство магистральных и промысловых трубопроводов. Контроль качества и приёмка работ". Миннефтегазстрой;
14. ВРД 39-1.10-063-2002 «Инструкция по оценке работоспособности и отбраковки труб с гофрамии(вмятинами).
15. РД 558-97 «Руководящий документ по технологии сварки труб при производстве ремонта-восстановительных работ на газопроводах»
16. ВСН 004-88."Строительство магистральных и промысловых трубопроводов. Технология и организация "

17. СН 452-73 «Нормы отвода земель для магистральных трубопроводов»
18. СП 48.13330.2011 «Организация строительства»
19. ВСН-51-1-80. "Инструкция по производству строительных работ в охранных зонах магистральных трубопроводов Министерства газовой промышленности";
20. ВСН 39-1.9-003-98. Конструкции и способы балластировки и закрепления подземных газопроводов.
21. ОНТП 51-1-85. Общесоюзные нормы технологического проектирования. Магистральные трубопроводы, с изменением 1997 г;
22. ВСН 009-88 «Строительство магистральных и промысловых трубопроводов. Средства и установки электрохимзащиты»
23. ВСН 84-89 «Изыскания, проектирования и строительство автомобильных дорог в районах вечной мерзлоты»
24. Безопасность России. Правовые социально-экономические и научно-технические аспекты. Безопасность трубопроводного транспорта. - М.: МГФ «Знание», 2002.-752 с.
25. Л.А. Бабин, П.Н. Григоренко, Е.Н. Ярыгин. Типовые расчеты при сооружении трубопроводов.- М.: Недра, 1995. – 246 с.
26. ГОСТ Р 51164-98. Трубопроводы стальные магистральные. Общие требования к защите от коррозии. - М.: Госстандарт России, 1998. - 42 с.
27. СНИП 1.04.03-85* «Нормы продолжительности строительства и задела в строительстве предприятий, зданий и сооружений»
28. СТО Газпром 2-3.5-454-2010 «Правила эксплуатации магистральных газопроводов».
29. Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности.- М.: НПО ОБТ, 2001.-258 с.
30. Н.В. Крепша, Ю.Ф. Свиридов. Безопасность жизнедеятельности: Метод указания. Томск.- Изд. ТПУ, 2002.-35 с.
31. В.Ф. Дунаев, В.Д. Зубарева и др. Основы экономической деятельности предприятий нефтегазовой промышленности. М.: Нефть и газ, 1998.

32. СП 68.13330.2017 «Приемка в эксплуатацию законченных строительных объектов. Основные положения СНиП 2.05.06-85*»
33. А.Ф. Андреев, А.Я. Волков и др. Технико-экономическое проектирование в нефтяной и газовой промышленности. М.: РГУ нефть и газ, 2000.
34. В.Г. Дубинский, Н.В. Дубинская. Экономика нефтепроводного транспорта. М.: Недра, 1984.- 216 с.
35. Федеральный закон от 21 июля 1997 г. №116-ФЗ «О промышленной безопасности опасных производственных объектов».
36. СП 126.13330.2017 «Геодезические работы в строительстве»
37. "Правила охраны магистральных трубопроводов". 1992 г. М. Минтопэнерго;
38. ГОСТ 9.602-2016 «Единая система защита от коррозии и старения (ЕСЗКС). Сооружения подземные. Общие требования к защите от коррозии»
39. ГОСТ 12.2.062-81 «Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Оборудование производственное.
40. СНиП 21-01-97 «Пожарная безопасность зданий и сооружений».
41. ГОСТ 16338-85 «Полиэтилен низкого давления. Технические условия.»
42. ВСН 013-88 «Строительство магистральных и промысловых трубопроводов в условиях вечной мерзлоты»
43. Правила техники безопасности при строительстве магистральных стальных трубопроводов.;
44. РД-102-011-89 "Охрана труда";
45. СП 111-34-96 "Очистка полости и испытание газопроводов";
46. СП 105-34-96 "Производство сварочных работ и контроль качества сварных соединений";
47. СП 104-34-96 "Производство земляных работ";

48. СП 109-34-97 "Свод правил по сооружению переходов под автомобильными и железными дорогами";
49. ГОСТ 24950-2019 «Отводы гнутые и вставки кривые на поворотах линейной части стальных трубопроводов. Технические условия»
50. ГОСТ 30691-2001 (ИСО 4871-96) «Шум машин. Заявление и контроль значений шумовых характеристик»
51. ГОСТ 12.1.005-88 Микроклимат, воздух рабочей зоны.
52. ГОСТ 12.1.010–76 Взрывобезопасность;
53. ГОСТ 12.1.019–2017 Электробезопасность;
54. СП 60.13330.2012 «Отопление, вентиляция и кондиционирование воздуха»
55. ГОСТ 12.0.003-2015 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Опасные и вредные производственные факторы. Классификация
56. ГОСТ 12.4.026-2015» Система стандартов безопасности труда»
57. СНиП 3.05.05-84 «Строительные нормы и правила».
58. ВСН 51-1-97 «Правила производства работ при капитальном ремонте магистральных газопроводов».
59. СТО Газпром 14-2005 «Типовая инструкция по безопасному проведению огневых работ на газовых объектах ОАО Газпром».

