

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

Институт природных ресурсов

Направление подготовки (специальность) 21.03.01 «Нефтегазовое дело»

профиль «Эксплуатация и обслуживание объектов транспорта и хранения нефти, газа и продуктов переработки»

Кафедра Транспорта и хранения нефти и газа

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

Тема работы
«Повышение надёжности линейной части магистрального газопровода»

УДК 622.691.4.053-048.78

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б21	Николаев Вадим Валерьевич		

Руководитель

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
доцент	Веровкин А.В.	доцент		

КОНСУЛЬТАНТЫ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

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

По разделу «Социальная ответственность»

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

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

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

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

Институт природных ресурсов

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

Кафедра Транспорта и хранения нефти и газа

УТВЕРЖДАЮ:
и. о. зав. кафедрой

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

ЗАДАНИЕ

на выполнение выпускной квалификационной работы

В форме:

бакалаврской работы

Студенту:

Группа	ФИО
З–2Б21	Николаеву Вадиму Валерьевичу

Тема работы:

«Повышение надежности магистрального газопровода»

Утверждена приказом директора (дата, номер) 2843/с 20.04.2017

Срок сдачи студентом выполненной работы:

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:

<p>Исходные данные к работе <i>(наименование объекта исследования или проектирования; производительность или нагрузка; режим работы (непрерывный, периодический, циклический и т. д.); вид сырья или материал изделия; требования к продукту, изделию или процессу; особые требования к особенностям функционирования (эксплуатации) объекта или изделия в плане безопасности эксплуатации, влияния на окружающую среду, энергозатратам; экономический анализ и т. д.).</i></p>	<p>Объектом проектирования является участок (372-383) магистрального газопровода «Нижневартовский газоперерабатывающий завод – Парабель».</p>
<p>Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов <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,</i></p>	<p>Обоснование необходимости проведения капитального ремонта участка газопровода. Разработка технологии проведения капитального ремонта магистрального</p>

конструирования; обсуждение результатов выполненной работы; наименование дополнительных разделов, подлежащих разработке; заключение по работе).	газопровода. Провести расчет толщины стенки трубы. Проверка трубопровода на прочность Проверка трубопровода на пластические деформации
---	---

Перечень графического материала (с точным указанием обязательных чертежей)	
--	--

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

Раздел	Консультант
«Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»	Глызина Т.С., к.х.н., доцент
«Социальная ответственность»	Гуляев М.В. доцент

Названия разделов, которые должны быть написаны на русском и иностранном языках:

Общая часть.

Обоснование необходимости проведения капитального ремонта участка газопровода.

Расчетная часть.

Конструктивная часть.

Технологическая часть.

Безопасность жизнедеятельности.
--

Охрана окружающей среды.

Организационно-экономическая часть.
--

Заключение.

Литература.

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

Задание выдал руководитель:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
доцент	Веревкин А.В.	доцент		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б21	Николаев Вадим Валерьевич		

РЕФЕРАТ

Дипломная работа 117 с., 11 рис., 10 табл.

Ключевые слова: магистральный газопровод, капитальный ремонт, строительно-монтажные работы, разработка технологии, изоляционные работы, земляные работы.

Тема: **«Капитальный ремонт участка (372-383) магистрального газопровода «Нижевартовский газоперерабатывающий завод – Парабель».**

Объектом обследования и выполнения работ по капитальному ремонту является магистральный газопровод «НГПЗ – Парабель» на участке 372 – 383 км.

Цель работы – повышение надежности линейной части магистрального газопровода путем проведение капитального ремонта участка газопровода 372 – 383 км.

Задачи работы: обоснование необходимости проведения капитального ремонта участка газопровода; разработка технологии проведения капитального ремонта магистрального газопровода; провести расчеты толщины стенки трубы, проверка трубопровода на прочность, проверка трубопровода на пластические деформации.

В процессе проведения капитального ремонта запланировано применение современных технологий изоляции труб и использование новых образцов техники.

Настоящей работой предусматривается капитальный ремонт магистрального газопровода НГПЗ – Парабель (I нитка) на участке км 372 – км 383, 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.

Капитальный ремонт газопровода выполняется на землях Каргасокского района Томской области.

Дипломный проект выполнен на материалах инженерных изысканий, выполненных Новосибирским филиалом ОАО «ВНИПИГаздобыча» в октябре-ноябре 2001 г.

Достигаемые технико-эксплуатационные показатели: вывод параметров газопровода на проектную величину. Обеспечение максимальной пропускной способности и безопасной эксплуатации участка газопровода.

Томский политехнический университет				«Капитальный ремонт участка (372-383) магистрального газопровода «Нижевартовский газоперерабатывающий завод – Парабель»»		
	Ф.И.О.	Подпись	Дата	Реферат	Лист	Листов
Разработал	Николаев В.В.				1	112
Консультант						
Руководитель	Веревкин А.В.					
Зав.кафедрой	Бурков П.В.					
					Кафедра транспорта и хранения нефти и газа, группа 3-2Б21	

Дипломная работа выполнена в текстовом редакторе Microsoft Word приложения.

Томский политехнический университет				«Капитальный ремонт участка (372-383) магистрального газопровода «Нижевартовский газоперерабатывающий завод – Парабель»»			
	Ф.И.О.	Подпись	Дата	Реферат	Лист	Листов	
Разработал	Николаев В.В.				1	112	
Консультант							
Руководитель	Веревкин А.В.						
Зав.кафедрой	Бурков П.В.						
				Кафедра транспорта и хранения нефти и газа, группа 3-2Б21			

Essay

Diploma thesis 118 pp., 11 Fig., 10 table.

Topic: "Capital repairs of the main gas pipeline section (372-383) of " Nizhnevartovsk gas processing plant - Parabel ".

Research object is main gas pipeline section "NGPZ - Parabel" (372 - 383 km).

The aim of the work is to increase the reliability of the linear part of the main gas pipeline by overhauling the section of the 372 - 383 km gas pipeline.

Work tasks: necessity substantiation for major overhaul of the gas pipeline section; technologies for capital repairs of the mainstream gas pipeline development; Calculate the pipes wall thickness, check the pipeline strength, check the pipeline for plastic deformation.

In this work it is planned to introduce modern technologies for insulation of pipes and use of new models of equipment in the section 372 - km 383, and includes a complete replacement of pipes in accordance with the requirements in force to ensure trouble-free operation of the pipeline for a long period.

The territory for the gas pipeline capital repair is Kargasoksky district of the Tomsk region.

The graduation project was carried out on the materials of engineering surveys carried out by the Novosibirsk branches of VNIPIgazdobycha (2001, October-November).

The achieved technical and operational indicators: the derivation of the parameters of the gas pipeline to the projected value. Ensuring maximum throughput and safe use of the pipeline section.

The degree work is done in the text editor of the Microsoft Word application.

					Реферат	Лист
						2
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата		

СОДЕРЖАНИЕ

	Введение	4
1.	Общая часть	6
1.1.	Характеристика существующего газопровода	6
1.2	Инженерно-геологическая и гидрологическая характеристика трассы	7
1.3	Краткая климатическая характеристика района проведения ремонтных работ	7
2.	Обоснование необходимости проведения капитального ремонта участка газопровода.	8
2.1.	Методы и результаты проведения ВТД.	8
2.2.	Определение степени опасности выявленных дефектов.	24
2.3.	Работы по вскрытию и идентификации дефектов.	26
2.4.	Способы ликвидации выявленных дефектов. Причины проведения капитального ремонта МГ км 372-383.	27
3.	Расчетная часть.	29
3.1.	Расчет толщины стенки газопровода	29
3.2.	Проверка трубопровода на прочность	31
3.3.	Проверка трубопровода на пластические деформации	33
4.	Конструктивная часть.	35
4.1.	Конструктивная характеристика газопровода.	35
4.2.	Трубы, запорная арматура, соединительные элементы	35
4.2.1.	Трубы	35
4.2.2.	Запорная арматура	36
4.2.3	Соединительные элементы	36
5.	Технологическая часть.	37
	Этапы проведения работ по капитальному ремонту.	37
5.1.	Подготовительные работы.	37
5.2.	Методы производства основных видов работ	39
5.2.1	Погрузо-разгрузочные работы.	39
5.2.2	Земляные работы.	43
5.2.3	Демонтаж старого участка газопровода.	54
	Монтаж нового участка газопровода.	55
5.2.4	Сварочно-монтажные работы.	55

Томский политехнический университет			«Капитальный ремонт участка (372-383) магистрального газопровода «Нижевартовский газоперерабатывающий завод – Парабель»»			
	Ф.И.О.	Подпись	Дата	Содержание	Лист	Листов
Разработал	Николаев В.В.				3	112
Консультант						
Руководитель	Веревкин В.В.				Кафедра транспорта и хранения нефти и газа, группа 3-2Б21	
Зав.кафедрой	Рудаченко В.В.					

5.2.5	Изоляционные работы.	64
5.2.6	Укладка трубопровода в траншею	74
5.2.7	Переходы через водные преграды	75
5.2.8	Балластировка газопровода	76
5.2.9	Электрохимзащита	77
5.2.10	Очистка полости. Гидравлическое испытание газопровода.	78
5.2.11	Подключение к действующему газопроводу (монтаж захлестов).	85
5.2.12	Контроль за строительно-монтажными работами, применяемыми материалами и оборудованием. Приемка в эксплуатацию отремонтированного участка газопровода.	85
6.	Автоматика, телемеханика.	90
6.1.	Объекты автоматизации.	90
6.2.	Приборы и средства автоматизации	90
6.3.	Периметрально-охранная сигнализация.	91
6.4.	Телемеханизация.	91
7.	Социальная ответственность.	93
7.1.	Мероприятия по охране труда и техники безопасности.	93
7.2	Мероприятия по сохранности магистрального газопровода.	96
7.3.	Пожарная безопасность.	98
8.	Охрана окружающей среды.	100
8.1.	Мероприятия по охране окружающей среды при проведении основных видов работ.	100
8.2.	Мероприятия по охране животного и растительного мира	102
8.3.	Мероприятия по охране и рациональному использованию водных ресурсов.	102
9.	Организационно-экономическая часть	
9.1.	Сроки и продолжительность строительства. Объемы работ.	105
9.2.	Методы производства работ.	106
9.3.	Потребность в строительных машинах и механизмах.	107
9.4.	Потребность в кадрах.	108
9.5.	Потребность в транспортных средствах.	109
9.6.	Временные здания и сооружения.	111
10.	Заключение.	114
11.	Литература	115
12.	Приложения.	118

					Содержание	Лист
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата		4

Введение.

Одной из важнейших проблем развития газовой промышленности является повышение уровня эксплуатационной надежности магистральных газопроводов (МГ) с целью поставки запланированных объемов газа. Главная задача в транспорте газа – обеспечение надежного функционирования системы магистральных газопроводов за счет комплекса плановых мероприятий, в том числе капитального ремонта.

Анализ технического состояния газопроводов России показывает следующее: средний возраст МГ равняется 28 годам; около 36105 км нуждаются в переизоляции и ремонте. Почти половина от общей протяженности МГ отработали срок, при котором пленочное изоляционное покрытие практически полностью теряет свои защитные свойства, что приводит к активным коррозионным процессам. Увеличивается количество отказов по причине стресс-коррозии, расширилась зона ее появления. Из-за возможной опасности часть МГ эксплуатируется с пониженным давлением. Ежегодный прирост газопроводов, потерявших при эксплуатации устойчивое положение и проходящих в обводненных и заболоченных районах Севера и Западной Сибири, составляет сотни километров.

Для повышения надежности линейной части трубопроводов, находящихся в эксплуатации 20 лет и более, на основании внутренней и наружной диагностики, а также результатов испытания необходим капитальный ремонт или полная реконструкция.

Ремонт и реконструкция системы магистральных трубопроводов осложнены требованием не только обязательного сохранения достигнутой производительности системы и обязательной поставки газа в договорных

Томский политехнический университет				«Капитальный ремонт участка (372-383) магистрального газопровода «Нижевартовский газоперерабатывающий завод – Парабель»»			
	Ф.И.О.	Подпись	Дата	Введение		Лист	Листов
Разработал	Николаев В.В.					8	112
Консультант							
Руководитель	Веревкин А.В.						
И.о.зав.каф.	Бурков П.В.						
				Кафедра транспорта и хранения нефти и газа, группа 3-2Б21			

объемах всем внутренним и зарубежным потребителям, но и увеличения пропускной способности системы ГТС в свете программы добычи газа, заложенной в Энергетической стратегии.

Диагностика газопроводов, включая внутритрубную дефектоскопию, наружное обследование, электрометрию, магнитометрию и другие технологии, позволяют постоянно иметь информацию о техническом состоянии газопроводов, и обосновано планировать работы по их капремонту и устранению в оперативном порядке локальных аварийных участков.

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 аварии, 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.

Основное направление деятельности предприятия - ремонт линейной части, устранение дефектов по результатам внутритрубной диагностики, замена спирально-шовной трубы Волжского трубного завода, сплошная переизоляция участков МГ, вывод на проектный режим по рабочему давлению.

					Введение	Лист
						9
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата		

1. Общая часть

1.1. Характеристика существующего газопровода

Магистральный газопровод НПЗ – Парабель (I-ая нитка, Ду 1000 $P_{раб}^{max} = 5,4 МПа$) на участке км 372 – км 383 введен в эксплуатацию в конце 1977 г. проектная пропускная способность газопровода – 26,35 млн. $м^3/сут.$

Начальной точкой участка газопровода является ограждение кранового узла № 372, конечной точкой – линейный кран 383-I.

На всем протяжении участка газопровод проложен в одном техническом коридоре со II-й ниткой (Ду 1000) газопровода с расстоянием между осями 15÷50 м.

От км 372,6 до км 374,1 газопровод проложен в одном техническом коридоре с магистральным нефтепроводом Александровское – Анжеро-Судженск (Ду 1000 $P_p = 5,1 МПа$) с расстоянием между осями трубопроводов от 12 до 20 м. а также пересекает его на участках км 374,1 и 382,1. На этом участке трасса трубопроводов проложена по болотам, в основном II типа, с мощностью торфяной залежи до 3,0 м. На отдельных участках имеются болота II типа с мощностью торфяной залежи до 5,0 м. Общая протяженность участков газопровода, уложенного на болотах II типа составляет 8,4 км.

Трасса газопровода пересекает на км 375,6 р. Огуркина и оз. Щучье (ширина русла по зеркалу воды в межень – 3,0 м, глубина в межень около 1,0 м.

Газопровод пересекает нефтепровод Ду 1000 – 4 пересечения на км 373,8 и км 382,1.

На участке трассы км 383 газопровод пересекает автодорога IV-й категории «Подъезд к п. Бондарка» на которой отсутствует защитный кожух.

Строительство линейной части газопровода осуществлено из труб отечественных (1020 × 9,5 ÷ 10,5 16Г2САФ ТУ 14-3-109-73; 1020 × 9 17Г2СФ ТУ 14-3-311-74, 1020 × 11 14ХГС ТУ 14-8-16-2001) и труб импортной поставки.

Общая протяженность труб спиральношовных 1020 × 9 17Г2СФ ТУ 14-3-311-74, примененных для строительства участка км 0 – км 36, составляет около 2,1 км.

Наружное противокоррозионное покрытие газопровода выполнено полимерными лентами, в основном, импортного производства («Поликен»;

Томский политехнический университет			«Капитальный ремонт участка (372-383) магистрального газопровода «Нижевартовский газоперерабатывающий завод – Парабель»»			
	Ф.И.О.	Подпись	Дата	Общая часть	Лист	Листов
Разработал	Николаев В.В.				10	112
Консультант						
Руководитель	Веревкин А.В.					
Зав.кафедрой	Бурков П.В.					Кафедра транспорта и хранения нефти и газа, группа 3-2Б21

«Плайкофлекс»; «Нитто»). Конструкция покрытия: праймер, лента полиэтиленовая 1 слой, защитная обертка 1 слой.

На подводных переходах противокоррозионное покрытие выполнено с нанесением двух слоёв ленты изоляционной и двух слоев защитной обертки.

Балластировка газопровода на обводненных участках и переходах через болота выполнена армобетонными седловидными грузами и частично минеральными грунтами. На отдельных участках закрепление газопровода на проектных отметках выполнено винтовыми анкерными устройствами типа ВАУ.

Строительство газопровода осуществлялось с соблюдением требований СНиП II-45-75 «Магистральные трубопроводы», в связи с чем требования к прочности, надежности, как отдельных участков (участки, примыкающие к КС, запорной арматуре, поймы. Водных преград в границах ГВВ 10%-ой обеспеченности и др.), так и газопровода в целом не соответствуют требованиям действующего СНиП 2.05.06-85*.

По данным обследований технического состояния газопровода, проведенного ООО «Томсктрансгаз» с привлечением специализированных организаций выявлена высокая степень коррозионного износа на всем участке, неудовлетворительное состояние наружного противокоррозионного покрытия.

Томский политехнический университет				«Капитальный ремонт участка (372-383) магистрального газопровода «Нижевартовский газоперерабатывающий завод – Парабель»»		
	Ф.И.О.	Подпись	Дата	Общая часть	Лист	Листов
Разработал	Николаев В.В.				10	112
Консультант					Кафедра транспорта и хранения нефти и газа, группа 3-2Б21	
Руководитель	Веревкин А.В.					
Зав.кафедрой	Бурков П.В.					

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 тяжелыми туго- и мягкопластичной консистенции озёрно-аллювиального происхождения.

Грунтовые воды на межболотных участках трассы залегают на глубинах 0,5 ÷ 5,0 м, на болотах и понижениях-ложках от дневной поверхности до 1,0 м.

Толщина почвенно-растительного слоя на межболотных участках от 0,1 до 0,3 м.

Нормативная глубина сезонного промерзания грунтов – 2,4 м.

На болотах средняя фактическая глубина промерзания составляет 0,5 м.

1.3 Краткая климатическая характеристика района проведения ремонтных работ

Температура наружного воздуха:

- абсолютная минимальная минус 51°С
- абсолютная максимальная + 35°С
- наиболее холодной пятидневки обеспеченностью 0,92 минус 42°С

Преобладающее направление ветра:

- в декабре-феврале Ю
- в июне-августе СЗ

Минимальная температура грунта на глубине укладки оси газопровода

+1°С

Сейсмичность на основании карт А и В ОСР-97

6 баллов

					Общая часть	Лист
						11
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата		

2. Обоснование необходимости проведения капитального ремонта участка МГ НГПЗ – Парабель км 372 - 383

2.1. Методы и результаты проведения ВТД.

Перед проведением обследования соответствующие эксплуатирующие предприятия проводят следующие подготовительные работы:

- проверка работы запорной арматуры;
- проверка работы концевых затворов камер запуска и приема, узлов их обвязки;
- установка маркеров (только для постоянных маркеров).

Последовательность проведения работ:

- Подготовка участка газопровода к обследованию (очистка, проверка проходимости участка);
- Инспекция трубопровода внутритрубными снарядами-дефектоскопами;
- Обработка, интерпретация и представление результатов инспекции;
- Анализ результатов инспекции и оценка технического состояния участка трубопровода. Выработка рекомендаций по параметрам дальнейшей эксплуатации трубопровода.

Подготовка участка газопровода к обследованию.

Очистные средства, предоставляемые Исполнителем:

- Скребок очистной СО (фото 1).
- Скребок очистной со подпружиненными щетками СО-1000Щ
- Магнитный очистной поршень МОП.

Первичная очистка полости трубопровода производится эксплуатирующим предприятием стандартными очистными поршнями, после чего Исполнитель проводит следующие очистные работы:

- Предварительная очистка от основного мусора и определение проходного сечения скребком очистным (СО) с калибровочной шайбой;
- Магнитная очистка от металлического мусора (огарков электродов) – магнитным очистным поршнем (МОП);
- Окончательная магнитная очистка - универсальным магнитным очистным поршнем (УМОП).

Для достижения качественных результатов инспекции, могут потребоваться несколько пропусков очистных средств.

Критерий очистки - вынос последним очистным снарядом менее 15 кг отложений.

Томский политехнический университет				«Капитальный ремонт участка (372-383) магистрального газопровода «Нижевартовский газоперерабатывающий завод – Парабель»»			
	Ф.И.О.	Подпись	Дата	Обоснование необходимости проведения кап. ремонта	Лист	Листов	
Разработал	Николаев В.В.				12	112	
Консультант					Кафедра транспорта и хранения нефти и газа, группа 3-2Б21		
Руководитель	Веревкин А.В.						
Зав.кафедрой	Бурков П.В.						

Внутритрубная инспекция трубопровода включает в себя два основных компонента:

1. Профилеметрия:

- контроль формы поперечного сечения труб по длине трассы (выявляются местные искажения сечения типа овальности, вмятин, гофр);
- определение наименьших радиусов изгиба и мест сужения трубопровода.

2. Дефектоскопия:

- контроль основного металла стенок труб;
- контроль сварных соединений труб.

При профилеметрии и дефектоскопии также осуществляется регистрация конструктивных элементов и особенностей обустройства трубопровода.

Профилеметрия производится внутритрубными электронно-механическими снарядами-профилемерами типа ПРТ и основывается на измерении внутреннего сечения трубы роликовыми опорами рычажного типа для определения местных искажений формы и регистрации пройденного пути по участку трубопровода.

Выявляемые профилемерами особенности и искажения формы участка трубопровода:

- Особенности положения трубопровода (радиусы кривизны трубопровода в плане и профиле, углы поворота трубопровода в плане и профиле).
- Искажения формы поперечного сечения труб (овальность, вмятины, выпуклости, гофры).

Дефектоскопия трубопровода производится внутритрубными высокочувствительными магнитными снарядами-дефектоскопами типа ДМТ и ДМТП

■ Ультразвуковой ВТД

Магнитный ВТД

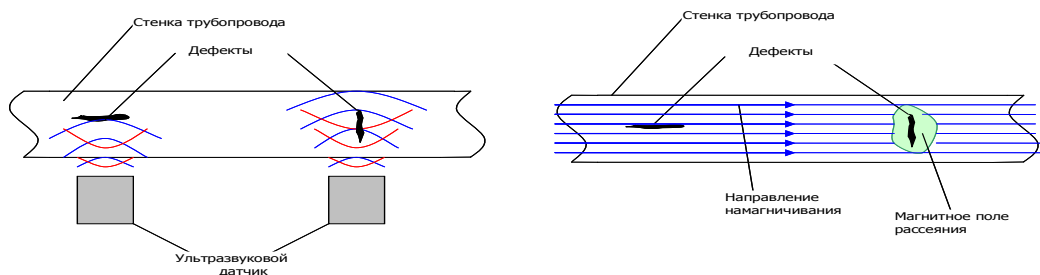
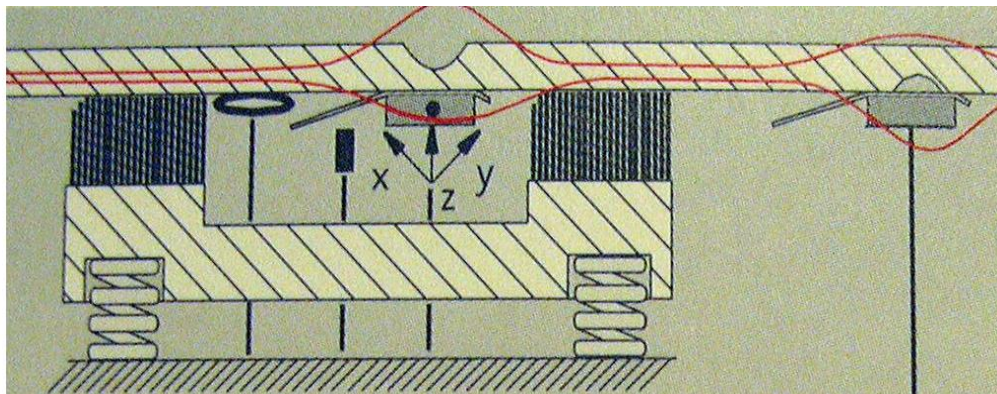


Рис.1 Особенности ультразвукового и магнитного метода диагностики

Томский политехнический университет				«Капитальный ремонт участка (372-383) магистрального газопровода «Нижевартовский газоперерабатывающий завод – ПарABELЬ»»			
	Ф.И.О.	Подпись	Дата	Обоснование необходимости проведения кап. ремонта		Лист	Листов
Разработал	Николаев В.В.					12	112
Консультант						Кафедра транспорта и хранения нефти и газа, группа 3-2Б21	
Руководитель	Веревкин А.В.						
Зав.кафедрой	Бурков П.В.						

При движении снаряда 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).



Обнаружение дефектов в стенке трубопровода реализуется следующими "интеллектуальными" снарядами-дефектоскопами:

- Снаряды дефектоскопы ДМТ
- Снаряды дефектоскопы ДМТП-1
- Снаряды дефектоскопы ДМТП-2

Основные технические характеристики магнитных снарядов-дефектоскопов (табл. 1).

					Обоснование необходимости проведения кап. ремонта	Лист
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата		13

Таблица 1.

№№ п/п	Технические характеристики	Значения
1.	Минимальное проходное сечение	0,85 Dн
2.	Минимальный проходной радиус изгиба °	3 Dн при повороте на 90°
3.	Диапазон температур эксплуатации	-10 +50оС
4.	Максимальное давление	8 МПа
5.	Допустимая скорость пропуса	1,5...2,5 м/с
6.	Оптимальная скорость пропуса	2,0 м/с
7.	Время непрерывной работы	90 часов
8.	Количество секций	1-2 шт.
9.	Шаг опроса датчиков по оси трубы	5 мм
10.	Расстояние между датчиками в окружном направлении	4,8 мм

Выявляемые дефектоскопами дефекты и особенности обустройства трубопровода:

- Дефекты потери металла (коррозия, каверна, язва, продольная канавка, продольная трещина, зона продольных трещин, поперечная канавка, поперечная трещина, механические повреждения).

- Дефекты, связанные с нарушением сплошности металла (расслоения в стенке трубы, трещины, включения, закаты).

- 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.).

- Конструктивные элементы (расположение и размеры) (трубы, врезные катушки, кривые вставки, крановые узлы, тройники, отводы-врезки, отстойники, заварки технологических отверстий).

- Элементы обустройства газопровода и другие особенности (защитные кожухи (патроны) на переходах через дороги, пригрузки (хомутовые и кольцевые чугунные), посторонние металлические предметы вблизи газопровода).

Разрешающая способность и минимальные размеры выявляемых дефектов. Минимальные размеры дефектов, выявляемых с 95% вероятностью, определяются относительно толщины стенки трубы « δ » в трехмерных координатах (длина X, ширина X, глубина) и являются следующими:

- питтинговая коррозия $0.5 \delta \times 0.5 \delta \times 0.2 \delta$

- общая коррозия $3 \delta \times 3 \delta \times 0.1 \delta$

- продольные трещины $3 \delta \times 0 \delta \times 0.2 \delta$

					Обоснование необходимости проведения кап. ремонта	Лист
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата		14

- поперечные трещины $0 \delta \times 3 \delta \times 0.2 \delta$
- продольные канавки $3 \delta \times 1 \delta \times 0.1 \delta$
- поперечные канавки $1 \delta \times 3 \delta \times 0.1 \delta$
- дефекты продольных / кольцевых сварных швов (длина \times глубина) $3 \delta \times 0.2 \delta$

Погрешность измерения пройденного пути - 0,1%

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

Обработка, интерпретация и представление результатов обследования осуществляются высококвалифицированным персоналом с помощью комплекса информационно-аналитических компьютерных систем и физико-математических методов для выявления, распознавания, оценивания размеров и расположения зарегистрированных особенностей, аномалий, дефектов и т.д.

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 дефектов;
- Рекомендации по дальнейшей эксплуатации участка МГ.

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

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», 2000.

Общая информация.

Газопровод: «НГПЗ - Парабель» I-нитка

Диаметр: 1020 мм

Участок: КС Вертикос - Парабель, 305-449 км

Газотранспортное предприятие: ООО "Томсктрансгаз"

					Обоснование необходимости проведения кап. ремонта	Лист
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата		14

Очистка и подготовка участка МГ к обследованию осуществлялась:

Таблица 2

Дата пропуска	Тип снаряда	Средняя скорость км/час	Результаты пропуска	Примечания
24.08.2004	Скребок очистной СО-1000К	14,7	Грязь – 50 кг, уплотнительные кольца огарки электродов - 20 кг	
25.08.2004	Магнитный очистной поршень ПМО-1000	14,67	Грязь – 15 кг, ферромагнитный мусор – 25 кг	
26.08.2004	Магнитный очистной поршень МОП-1000		Грязь – 10 кг, огарки электродов – 40 кг	

Магнитная подготовка участка.

Инспекция участка газопровода производилась следующими средствами:

Таблица 3

Дата пропуска	Тип снаряда	Средняя скорость км/час	Результаты пропуска	Примечания
27.08.2004	Магнитный дефектоскоп ДМТ-1000-512	около 2 м/с	Получена запись на протяжении всего участка	
07.09.2004	Магнитный дефектоскоп ДМТП-1000-768			

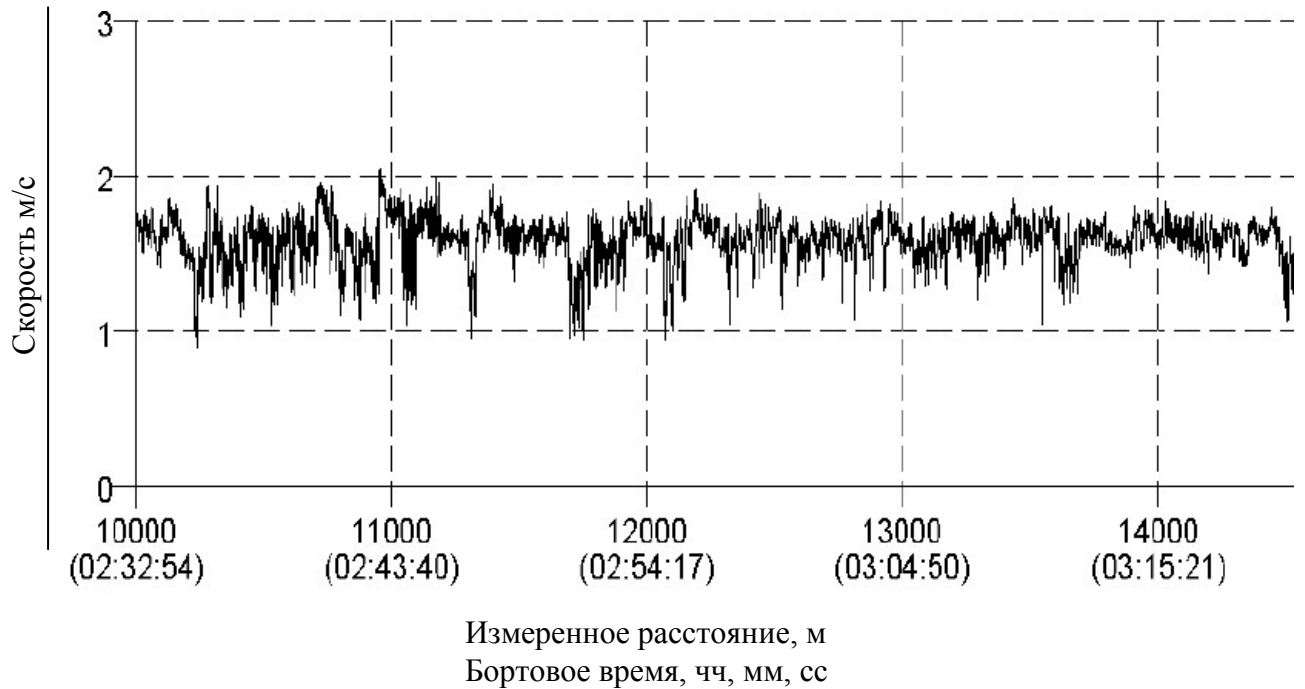
На обследованном участке имеется большое количество "экспериментальных" спиральношовных труб, магнитные свойства стенок труб которых позволяют выявлять дефектоскопом типа ДМТ только значительные и обширные дефекты, но достаточно надежно контролируются дефектоскопом типа ДМТП.

					Обоснование необходимости проведения кап. ремонта	Лист
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата		15

Графики скорости прохождения снарядов.

На следующих графиках приведены скорости движения инспекционных снарядов по обследованному участку газопровода. Значение скорости на графиках вычисляется на каждом метре пути снаряда.

График №1 скорости похождения дефектоскопа на участке
МГ «НГПЗ - Парабель», I-нитка, 372-383 км



					Обоснование необходимости проведения кап. ремонта	Лист
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата		16

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:

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

Таблица 4

№ трубы	Измеренная координата, м	Длина трубы м	Толщ. стенки, мм	Тип трубы и ориентация прод. шва
8414	66759,93	0,50	14,0	--
8415	66760,43	0,82	14,0	--
8416	66761,25	0,61	13,0	--
8417	66761,86	0,59	11,0	--
8418	66762,45	7,39	11,0	1Ш11,9
8419	66769,84	11,84	11,0	1Ш 10,3
8420	66781,68	11,82	11,0	1Ш 10,0
8421	66793,50	11,91	11,0	1Ш 11,9
8422	66805,40	11,66	11,0	1Ш 5,8
8423	66817,06	11,86	11,0	1Ш 2,5
8425	66840,75	11,02	11,0	1Ш 8,5
8426	66851,76	11,44	11,0	1Ш 5,8
8427	66863,20	11,63	11,0	1Ш 3,9
8428	66874,83	11,90	11,0	1Ш 11,5
8429	66886,73	4,10	11,0	1Ш 11,7
8430	66890,83	1,82	13,0	--

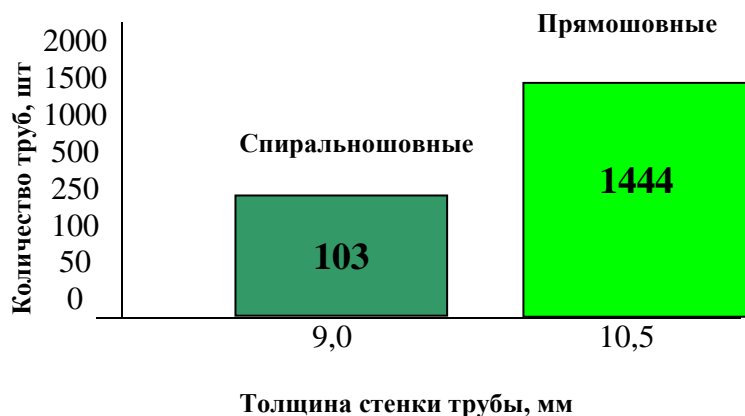
Обоснование необходимости проведения кап. ремонта					Лист
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата	17

8431	66892,65	2,17	14,0	--
8432	66894,82	1,79	13,0	--
8433	66896,61	11,81	11,0	1Ш 2,9
8434	66908,42	11,93	11,0	1Ш 9,0
8435	66920,34	11,92	11,0	1Ш 6,2
8436	6932,26	11,89	11,0	1Ш 7,7
8437	66944,14	11,92	11,0	1Ш 4,7
8438	66956,06	11,71	11,0	1Ш 2,9
8439	66967,77	11,82	11,0	1Ш 4,9
8424	66828,92	11,83	11,0	1Ш 11,3
8440	66979,59	11,82	11,0	1Ш 2,5
8441	66991,41	6,18	11,0	1Ш 0,8
8442	66997,58	11,41	12,0	2Ш 3,0
8443	67008,99	1,30	12,0	2Ш 0,1
8444	67010,29	11,35	12,0	2Ш 4,0
8445	67021,63	2,54	11,0	--
8446	67024,17	5,18	13,0	2Ш 4,3
8447	67029,35	5,74	13,0	2Ш 1,6
8448	67035,09	5,42	13,0	2Ш 3,9
8449	67040,50	5,79	13,0	2Ш 0,6
8450	67046,29	2,23	13,0	2Ш 5,5
8451	67048,52	2,09	11,0	--
8452	67050,61	11,47	11,0	1Ш 3,9
8453	67062,07	5,23	11,0	1Ш 6,5
8454	67067,30	11,37	11,0	1Ш 5,6
8455	67078,67	11,64	11,0	1Ш 4,6
8995	70735,23	11,44	13,0	2Ш 3,6
8996	70746,67	11,36	13,0	2Ш 0,2
8997	70758,03		13,0	2Ш 4,9
8998	70769,44	11,41	13,0	--
8999	70770,95	1,20	12,0	--
9001	70780,90	8,76	11,0	СШ -
9002	70791,53	10,63	9,0	СШ -
9003	70796,23	4,71	9,0	СШ -
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата
Обоснование необходимости проведения кап. ремонта				Лист 17

9004	70799,35	3,12	11,0	СШ -
9005	70810,62	11,28	11,0	СШ -
9006	70820,60	11,46	11,0	СШ -
9007	70831,47	11,64	11,0	СШ -
9008	70842,94	11,0		СШ -
9009	70854,57	3,48	11,0	СШ -
9010	70858,05	11,56	11,0	1Ш 1,9
9011	70869,60	11,80	11,0	1Ш 7,2
9012	70881,40	11,68	11,0	1Ш 11,5
9013	70893,08	11,50	11,0	СШ -
9014	70904,58	7,27	11,0	СШ -
9015	70911,84	1,98	11,0	СШ -
9016	70913,82	4,81	11,0	СШ -
9017	70918,63	5,80	11,0	2Ш 1,3
9018	70924,43	5,71	11,0	2Ш 2,7
9019	70930,14	5,77	11,0	2Ш 0,8
9101	71633,48	5,81	11,0	2Ш 3,8
9102	71639,29	5,58	11,0	2Ш 5,3
9103	71644,87	5,85	11,0	2Ш 0,7
9104	71650,72	5,86	11,0	2Ш 5,3
9105	71656,58	5,45	11,0	2Ш 4,4
9106	71662,02	5,75	11,0	2Ш 4,5
9107	71667,77	5,79	11,0	2Ш 5,6
9113	71720,47	11,66	11,0	1Ш 8,7
9114	71732,13	11,93	11,0	1Ш 0,0
9115	71744,06	11,85	11,0	1Ш 1,3
9116	71755,90	5,78	11,0	2Ш 5,8

					Обоснование необходимости проведения кап. ремонта	Лист
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата		17

График № 2 распределения труб по толщине на участке 372 – 383 км



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.

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.

					Обоснование необходимости проведения кап. ремонта	Лист
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата		18

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

Механическое повреждение - дефект потери металла, вызванный механическим воздействием (царапина, заDIR, 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, 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.

- **До швов, м** - расстояния от точки максимальной глубины дефекта до поперечных сварных швов (против хода продукта со знаком "+", по ходу продукта со знаком "-").

- **Угол, час** - указывается угловое расположение обнаруженных особенностей на данной трубе.

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

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

- **Глубина, %** - оценка максимальной локальной глубины дефекта по отношению толщине стенки трубы. Для дефектов, идентифицируемых как «Вмятина», глубина приводится в миллиметрах.

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

					Обоснование необходимости проведения кап. ремонта	Лист
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата		19

Журнал выявленных дефектов.

Таблица 5

Номер Трубы		Начало трубы, м	От реперной точки, м	До реперной точки, м	Примечания				
№	Идентификация			До швов, м	Угол, час	Длина, мм	Ширина, мм	Глубина, %	КБД
8577	8022,04	М3+1038,3	М4-4098,7	Поз.1 – эквивалент потери металла 29%					
1	Технологический дефект		+0,71/-5,84	2,2	45	115	0	-	
8605	8038,86	М3+1802,8	М4-3334,3	Поз.1 – приварка					
1	Металл снаружи		+4,59/-1,17	10,1	45	50	0	-	
8694	8060,70	М3+2064,0	М4-3073,1						
1	Коррозия		+4,60/-7,13	6,9	51	35	37	0,87	
2	Коррозия		+10,65/-1,08	7,9	35	350	28	0,86	
8701	8174,81	М3+2195,0	М4-2942,1						
1	Коррозия		+9,27/-2,17	4,6	100	280	15	0,87	
8702	8350,50	М3+2263,9	М4-2873,3						
1	Коррозия		+2,13/-3,55	2,8	50	325	11	0,85	
8704	8498,32	М3+2848,8	М4-2288,3	Поз.1 – эквивалент потери металла 35% Поз.2 – эквивалент потери металла 25%					
1	Технологический дефект		+11,30/-0,51	2,5	25	35	0	-	
2	Технологический дефект		+11,44/-0,37	9,9	25	55	0	-	
8809	8640,79	М3+3015,5	М4-2121,6	Поз.1 – приварка					
1	Металл снаружи		+2,01/-3,8	2,0	35	35	0	-	
8898	8765,09	М3+3236,3	М4-1900,8	Поз.1 – эквивалент потери металла 30%					
1	Технологический дефект		+0,83/-4,95	9,6	25	45	0	-	
9004	8991,41	М3+3663,9	М4-1473,2	Поз.1 – эквивалент потери металла 30%					
1	Коррозия		+4,56/-1,32	7,0	900	1220	55	1,59	
9010	9096,70	М3+3669,8	М4-1467,3						
1	Коррозия		+0,08/-4,15	9,3	35	150	28	0,86	
2	Коррозия		+0,21/-4,02	2,5	45	95	10	0,86	
3	Поперечная канавка		+0,45/-3,78	1,6	25	115	10	0,85	
4	Коррозия		+1,00/-3,23	7,6	80	690	10	0,86	
5	Коррозия		+1,19/-3,04	8,5	60	645	17	0,86	
6	Коррозия		+1,22/-3,01	5,6	45	35	28	0,97	
7	Коррозия		+1,73/-2,05	9,3	195	725	19	0,92	
8414	9186,92	М3+3675,5	М4-1461,6						
1	Коррозия		+1,80/-3,93	4,9	35	140	15	0,86	
2	Поперечная канавка		+2,01/-3,73	5,1	25	90	12	0,85	
3	Поперечная канавка		+2,05/-3,69	5,2	20	100	13	0,85	
8414	9300,38	М3+3681,3	М4-1455,8						
1	Коррозия		+2,07/-3,75	4,7	35	105	11	0,85	

					Обоснование необходимости проведения кап. ремонта	Лист
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата		21

2		Коррозия	+2,24/-3,58	4,8	45	145	13	0,86
3		Коррозия	+2,29/-3,53	3,8	65	165	14	0,86
8414	9329,42	М3+3687,1	М4-1450,0					
1		Коррозия	+1,02/-4,81	4,0	65	280	15	0,86

Детализация дефектов

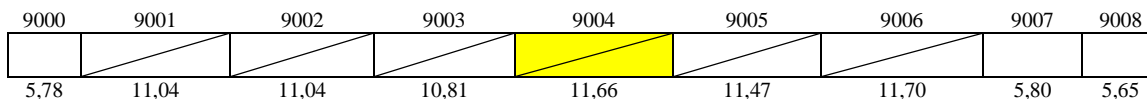
К двум дефектам из таблицы 5 результатов представлены листы детализации с более подробным описанием дефектов и поврежденных труб.

На листе детализации приведено:

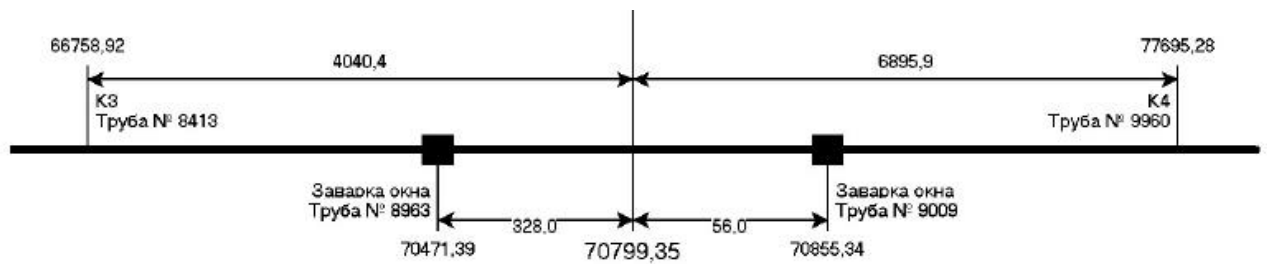
- Схема расположения поврежденной трубы с указанием элементов обустройства или конструктивных особенностей трубопровода, расположение и размеры соседних труб.
- Развертка трубы с цветовым представлением топографии магнитного поля в зоне выявленных дефектов. Цвета на развертке трубы служат только для иллюстрации и показывают интенсивность зарегистрированных сигналов (в порядке: синий, красный, желтый).
- Таблица выявленных дефектов.
- Примечания, содержащие дополнительную информацию.

Лист детализации трубы № 1100

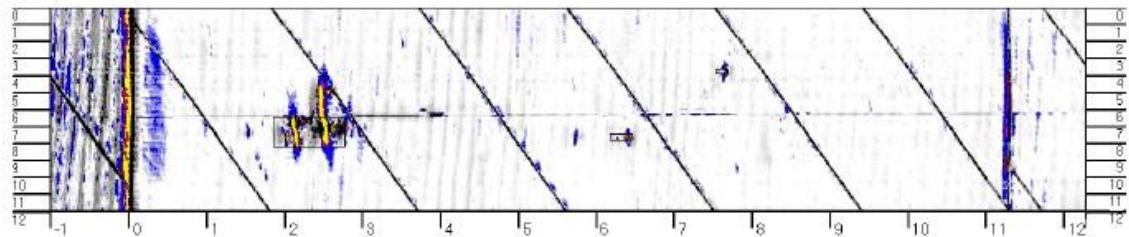
Номер трубы	9004	До реперной точки, м	М3+2064,0
Начало трубы, м	8991,41	От реперной точки, м	М4-3073,1



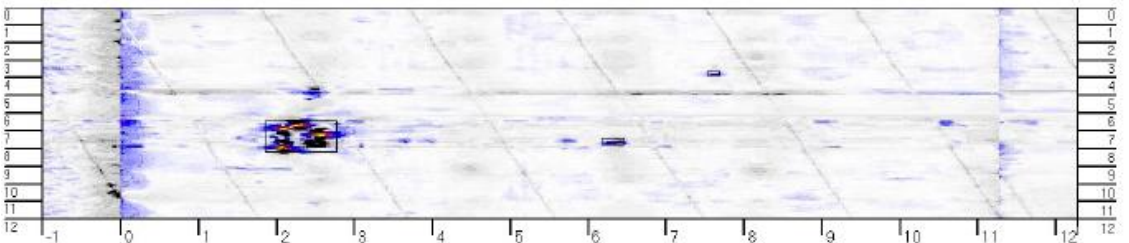
					Обоснование необходимости проведения кап. ремонта	Лист
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата		21



Дефектограмма MFL



Дефектограмма TFI



№	Идентификация	До швов, м	Угол, час	Длина, мм	Ширина, мм	Глубина, %	КБД
1	Коррозия	+4,60/-7,13	7,2	900	1220	55	1,59
2	Коррозия	+10,65/-1,08	7,6	300	200	25	0,93



Рис. 3 Внешний вид дефекта № 1

Лист детализации тбы № 1245

					Обоснование необходимости проведения кап. ремонта	Лист
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата		22

Номер трубы 1245 До реперной точки, м МЗ+3669,8
Начало трубы, м 9096,70 От реперной точки, м М4-1467,3

1241	1242	1243	1244	1245	1246	1247	1248	1249
5,51	5,74	5,78	5,69	5,75	5,74	5,71	5,77	5,76

№	Идентификация	До швов, м	Угол, час	Длина, мм	Ширина, мм	Глубина, %	КБД
1	Коррозия	+0,08/-4,15	9,3	35	150	28	0,86
2	Коррозия	+0,21/-4,02	2,5	45	95	10	0,86
3	Поперечная канавка	+0,45/-3,78	1,6	25	115	10	0,85
4	Коррозия	+1,00/-3,23	7,6	80	690	10	0,86
5	Коррозия	+1,19/-3,04	8,5	60	645	17	0,86
6	Коррозия	+1,22/-3,01	5,6	45	35	28	0,87
7	Коррозия	+1,73/-2,05	9,3	195	725	19	0,92

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



Рис. 4 Внешний вид дефекта № 6

Статистический анализ результатов внутритрубной инспекции.

График № 4 распределение выявленных дефектов по типам на участке 372-383 км

					Обоснование необходимости проведения кап. ремонта	Лист
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата		23

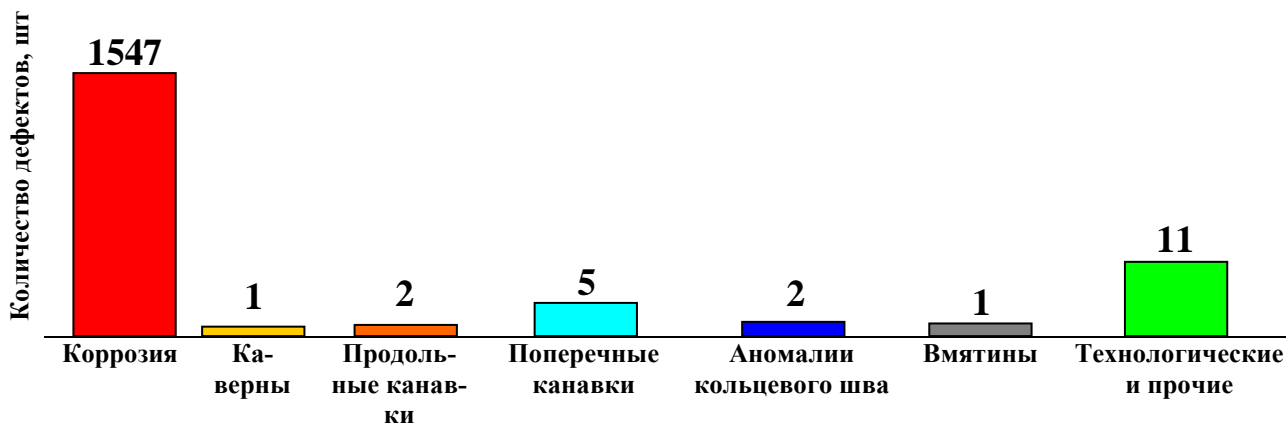


График № 5 распределение дефектов потери металла по глубине на участке 372-383 км

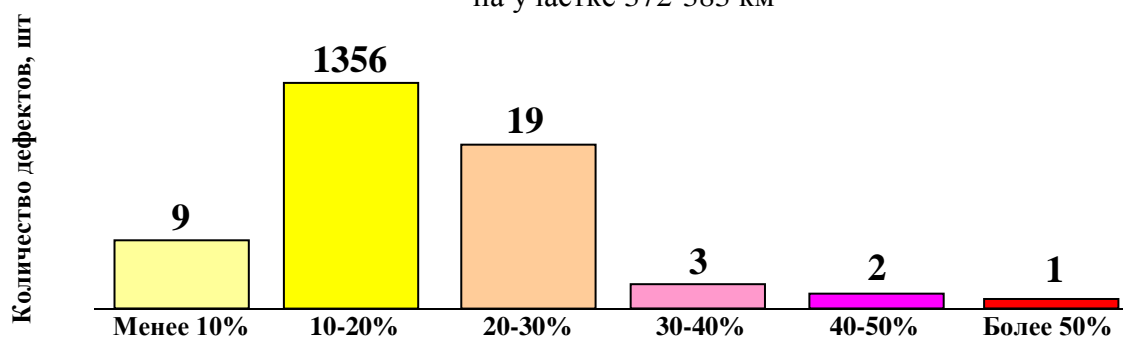
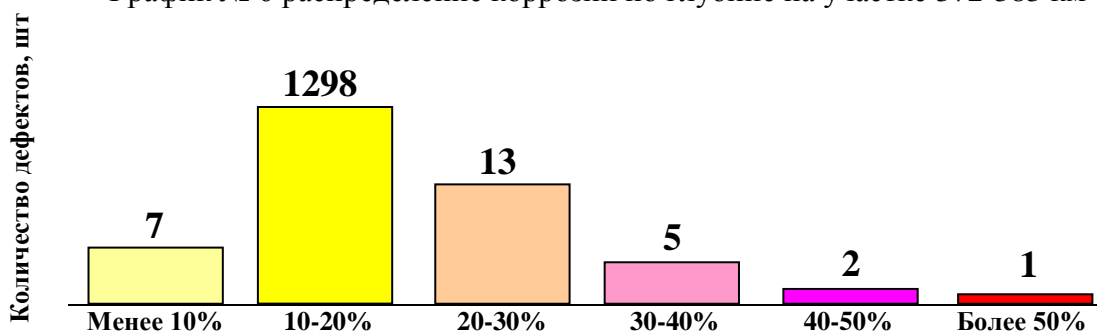


График № 6 распределение коррозии по глубине на участке 372-383 км



• **Глубина, %** - оценка максимальной локальной глубины дефекта по отношению к толщине стенки трубы. Для дефектов, идентифицируемых как «Вмятина», глубина приводится в миллиметрах.

2.2. Оценка степени опасности выявленных 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

					Обоснование необходимости проведения кап. ремонта	Лист
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата		24

степени опасности и определению остаточного ресурса, ОАО «Газпром», 2000.

					Обоснование необходимости проведения кап. ремонта	Лист
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата		24

По результатам внутритрубного обследования на участке газопровода диаметром 1020 мм (рабочее давление - 5.4 МПа) из стали 17Г1СФ ($\sigma_{02} = 360$ МПа, $\sigma_B = 470$ МПа) при толщине стенки 10,5 мм выявлено коррозионное повреждение: длина - 900 мм, ширина - 1220 мм, глубина - до 5,6 мм.

$$P_{0,2норм} = \sigma_{02} \frac{2\delta}{D} = 360 \frac{2 \cdot 10,5}{1020} = 7,41 \text{ МПа},$$

$$P_{расч} = \sigma_{0,2расч} \frac{2\delta}{D} = 360 \frac{2 \cdot 4,9}{1020} = 3,46 \text{ МПа}.$$

Допускаемый коэффициент запаса по давлению $[n_p]$, определяется по формуле

$$[n_p] = P_{расч} / P_{0,2норм} = 3,46 \div 7,41 = 0,46$$

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 **3,46 МПа**, категорически запрещена.

2.3. 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 «Томсктрансгаз».

Комплексные ремонтные огневые работы на газопроводе выполняются по предварительно разработанному ООО «Томсктрансгаз» 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 ОАО «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:

- фамилий и квалификации лиц, выделяемых привлекаемой организацией;
- перечня передаваемых во временное пользование технических средств;
- представителя эксплуатирующей организации, назначаемого руководи-

Количество дефектов

					Обоснование необходимости проведения кап. ремонта	Лист
						25
Изм.	Лист	№ докум	Подп.	Дата		

телем 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 (ВСН 012-88 ч.2 форма 2.9.);
- акт оценки деформированного состояния газопровода в области вмятины и /или гофры согласно ВРД 39-1.10-063-2002;
- акт обследования технического состояния деформированного участка газопровода (Приложение А ВРД 39-1.10-063-2002);

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 РД 558-97, ВРД 39-1.10-063-2002, ВСН 39-1.10-009-2002, ВРД 39-1.10-004-99, ВРД-39-1.10-001-99, «Инструкцией по отбраковке и ремонту труб линейной части газопроводов».

В ходе обследования оформляется Журнал обследования газопровода в соответствии с требованиями приложения 7 РД 558-97.

Дефекты в зависимости от типа могут быть признаны комиссией годным к эксплуатации, или подлежат ремонту в соответствии с требованиями норм.

В случае, если дефект признан подлежащим удалению, производится замер длины вырезаемого участка, толщинометрия трубы, разметка вырезаемого участка.

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

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

					Обоснование необходимости проведения кап. ремонта	Лист
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата		25

2.4. Способы ликвидации выявленных дефектов. Причины проведения капитального ремонта участка МГ км 372-383.

По результатам обследования и идентификации дефектных мест уточняются объемы и виды работ по устранению дефектов. Определяют необходимое 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.

Причины проведения капитального ремонта участка магистрального газопровода НГПЗ - Парабель км 372-383 (I-нитка):

- большое количество опасных дефектов выявленных ВТД проведенной ЗАО НПО «Спецнефтегаз».

- наличие множества участков с «экспериментальными», спиралешовными трубами (около 35% от общего количества).

При сооружении МГ «НГПЗ – Парабель – Кузбасс» на отдельных участках были применены спиралешовные трубы 1020×10/10,5 сталь 17Г1С и трубы 1020×9 сталь 17Г2СФ 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 кап. ремонта	Лист
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата		26

3. Расчетная часть

3.1. Расчет толщины стенки газопровода

Расчет толщины стенки газопровода ведется по методике отраженной в разделе 8. СНиП 2.05.06-85*.

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. 11 [1].

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

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

Принятый минимальный радиус упругого изгиба оси трубопровода

$\rho = 750$ 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 $m=0.75$;

Томский политехнический университет				«Капитальный ремонт участка (372-383) магистрального газопровода «Нижевартовский газоперерабатывающий завод – Парабель»»		
	Ф.И.О.	Подпись	Дата	Расчетная часть	Лист	Листов
Разработал	Николаев В.В.				28	118
Консультант						
Руководитель	Веровкин А.В.				Кафедра транспорта и хранения нефти и газа, группа 3-2Б21	
Зав.кафедрой	Бурков П.В.					

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

$k_n = 1$ -коэффициент надежности по назначению трубопровода, принимаемый по табл. 11 [1].

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].

Томский политехнический университет				«Капитальный ремонт участка (372-383) магистрального газопровода «Нижевартовский газоперерабатывающий завод – Парабель»»			
	Ф.И.О.	Подпись	Дата	Расчетная часть		Лист	Листов
Разработал	Николаев В.В.					28	118
Консультант						Кафедра транспорта и хранения нефти и газа, группа 3-2Б21	
Руководитель	Веровкин А.В.						
Зав.кафедрой	Бурков П.В.						

Расчетную толщину стенки трубопровода δ , 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 табл. 13 [1];

$p = 5.5$ 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:

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

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

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

$\mu_{ПЛ} = 0.5$ - коэффициент Пуассона пластической стадии работы металла;

$E = 206000$ МПа - модуль упругости материала трубы.

$\alpha = 0.000012$, град⁻¹ - коэффициент линейного расширения

					Расчетная часть	Лист
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата		29

Влияние двухосного напряженного состояния в данном расчете не учитывается. Принимаем значение толщины стенки $\delta = 1.1$ см

3.2. Проверка трубопровода на прочность

Расчет газопровода на прочность ведется согласно раздела 8. СНиП 2.05.06-85*.

Проверку на прочность подземных (в насыпи) трубопроводов в продольном направлении производим из условия:

$$|\sigma_{\text{пр.}N}| \leq \psi_2 R_1;$$

где: $\sigma_{\text{пр.}N}$ - продольное осевое напряжение от расчетных нагрузок и воздействий, МПа, определяемое согласно п. 8.25 [1];

ψ_2 - коэффициент, учитывающий двухосное напряженное состояние металла труб, при растягивающих осевых продольных напряжениях ($\sigma_{\text{пр.}N} \geq 0$) принимаемый равным единице, при сжимающих ($\sigma_{\text{пр.}N} < 0$) определяемый по формуле:

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

где: $\sigma_{\text{кц}}$ - кольцевые напряжения от расчетного внутреннего давления, МПа, определяемые по формуле:

$$\sigma_{\text{кц}} = \frac{pD_{\text{вн}}}{2\delta_{\text{н}}} = \frac{1.1 \cdot 5.5 \cdot 99.8}{2 \cdot 1.1} = 249.5 \text{ МПа}$$

Так как значение $\sigma_{\text{пр.}N}$ больше нуля то коэффициент $\psi_2 = 1$

Условие прочности: $|\sigma_{\text{пр.}N}| \leq \psi_2 R_1$ выполняется: $38.35 < 1 \cdot 285.45$ $38.35 < 285.45$

					Расчетная часть	Лист
						29
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата		

3.3. Проверка трубопровода на пластические деформации

Расчет газопровода на пластические деформации ведется по методике отраженной в разделе СНиП 2.05.06-85*.

Кольцевые напряжения от нормативного (рабочего) давления определяем по формуле:

$$\sigma_{\text{кц}}^{\text{н}} = \frac{pD_{\text{вн}}}{2\delta_{\text{н}}} = \frac{5.5 \cdot 99.8}{2 \cdot 1.1} = 249.5 \text{ МПа}$$

Коэффициент, учитывающий двухосное напряженное состояние металла труб:

$$\Psi_3 = \sqrt{1 - 0.75 \left(\frac{\sigma_{\text{кц}}^{\text{н}}}{\frac{m}{0.9k_{\text{н}}} R_2^{\text{н}}} \right)^2} - 0.5 \frac{\sigma_{\text{кц}}^{\text{н}}}{\frac{m}{0.9k_{\text{н}}} R_2^{\text{н}}};$$

$$\Psi_3 = \sqrt{1 - 0.75 \left(\frac{249.5}{\frac{0.75}{0.9 \cdot 1} \cdot 360} \right)^2} - 0.5 \frac{249.5}{\frac{0.75}{0.9 \cdot 1} \cdot 360} = 0.693 - 0.416 = 0.227$$

Значение продольного напряжения от нормативных нагрузок и воздействий:

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

Положительное значение продольного напряжения от нормативных нагрузок и воздействий:

$$\sigma_{\text{пр}(+)}^{\text{н}} = \mu \frac{p \cdot D_{\text{вн}}}{2 \cdot \delta} - \alpha E \Delta t + \frac{ED_{\text{н}}}{2\rho} = 0.3 \cdot \frac{5.5 \cdot 99.8}{2 \cdot 1.1} - 0.000012 \cdot 206000 \cdot 40 + \frac{206000 \cdot 102}{2 \cdot 75000} = 116.$$

					Расчетная часть	Лист
						31
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата		

05 МПа

Отрицательное значение продольного напряжения от нормативных нагрузок и воздействий:

$$\sigma_{\text{пр}(-)}^{\text{н}} = \mu \frac{p \cdot D_{\text{вн}}}{2 \cdot \delta} - \alpha E \Delta t - \frac{E D_{\text{н}}}{2 \rho} = 0.3 \cdot \frac{5.5 \cdot 100}{2 \cdot 1.0} - 0.000012 \cdot 206000 \cdot 40 - \frac{206000 \cdot 102}{2 \cdot 75000} = -$$

164.11 МПа.

Принимаем в расчете большее по модулю значение: $\sigma_{\text{пр}}^{\text{н}} = -164.11$ МПа

Так как принятое значение σ меньше нуля, то уточненное значение коэффициента $\psi_3 = 0.475$

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

$$|\sigma_{\text{пр}}^{\text{н}}| \leq \psi_3 \frac{m}{0.9 k_{\text{н}}} R_2^{\text{н}};$$

$$164.11 < 0.474 \cdot \frac{0.75}{0.9 \cdot 1} \cdot 360 = 142.2$$

$$\sigma_{\text{кц}}^{\text{н}} \leq \frac{m}{0.9 k_{\text{н}}} R_2^{\text{н}}; \quad 249.5 < \frac{0.75}{0.9 \cdot 1} \cdot 360 = 300$$

Условие проверки на недопустимые пластические деформации выполняется.

					Расчетная часть	Лист
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата		31

3.4. Определение пропускной способности.

Исходные данные для расчета объемного расхода газопровода.

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

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

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

$P_n = 5.5$ МПа – расчетное рабочее давление в начале участка;

$P_n = 5.0$ МПа – расчетное рабочее давление в конце участка;

Плотность газа при стандартных условиях $\rho_r = 0,8$ 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 по (4.76) получаем

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

В соответствии с (4.81) расчетное значение принимают $\lambda = 0,0157$.

По (4.70) находим проектный массовый расход для газопровода:

$$G = \frac{\pi \cdot d^2}{4} \cdot \sqrt{\frac{(P_1^2 - P_2^2) \cdot d_{вн}}{\lambda \cdot z \cdot R \cdot T \cdot L}}, \text{ кг/с}$$
$$G_m = \frac{3,14 \cdot 0,998^2}{4} \cdot \sqrt{\frac{(5,5^2 - 5,0^2) \cdot 10^{12} \cdot 0,998}{0,0157 \cdot 0,93 \cdot 8,31 \cdot 278 \cdot 144 \cdot 10^3}} = 265,9, \text{ кг/с}$$

по (4.77) оцениваем объемный расход газопровода:

$$V = 265,9 / 0,8 = 332,375 \text{ м}^3/\text{с} = 332,375 \cdot 3600 = 1,196 \cdot 10^6 \text{ м}^3/\text{ч} \cdot 24 = \mathbf{25,93} \text{ млн. м}^3/\text{сут. или } \mathbf{9,49} \text{ млрд./год}$$

Определяем пропускную способность газопровода с учетом максимально допустимого давления равного $P_{доп} = 3,46$ МПа.

					Расчетная часть	Лист
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата		32

$$G_m = \frac{3,14 \cdot 0,998^2}{4} \cdot \sqrt{\frac{(3,46^2 - 3,0^2) \cdot 10^{12} \cdot 0,998}{0,0157 \cdot 0,93 \cdot 8,31 \cdot 278 \cdot 144 \cdot 10^3}} = 249,80, \text{ кг/с}$$

$$V = 229,80 / 0,8 = 312,255 \text{ м}^3/\text{с} = 312,255 \cdot 3600 = 1,124 \cdot 10^6 \text{ м}^3/\text{ч} = \mathbf{16,97} \text{ млн. м}^3/\text{сут. или } \mathbf{6,194} \text{ млрд/год}$$

Расчеты подтверждены электронной программой АРМ Диспетчера.

					Расчетная часть	Лист
						32
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата		

4. Конструктивная часть

4.1 Конструктивная характеристика газопровода

Участок магистрального газопровода НППЗ – Парабель (1 нитка) км 372-383 состоит из линейной части, переходов через автодороги, подводных переходов через р. Васюган и р. Огуркина, оз. Щучье, пересечений с нефтепроводом Александровское – Анжеро-Судженск (Ду 1000 Р_р=5,1 МПа).

Для очистки внутренней полости газопровода и проведения испытаний проектом предусматриваются:

- узел запуска разделителя (промывка) Ду 1000;
- узел запуска разделителей (вытеснение воды газом) Ду 1000.

Узлы запуска сооружаются как участки категории «В» со 100% радиографическим контролем сварных монтажных стыков и дублирующим контролем сварных монтажных стыков ультразвуковым методом.

4.2 Трубы, арматура запорная, соединительные детали

4.2.1 Трубы

Выбор труб для ремонта линейной части газопровода выполнен на основании:

- требований СНиП 2.05.06-85*;
- Р 51-31323949-58-2000 «Инструкция по применению стальных труб в газовой и нефтяной промышленности»;
- климатических условий района проведения ремонтных работ;
- номенклатур отечественных трубопрокатных заводов.

Для проведения ремонта газопровода приняты трубы:

- 1020×16 13Г1С-У ТУ 14-3-1698-2000 – для узла запуска ОУ и переходных колец;
- 1020×14 13Г1С-У ТУ 14-3-1698-2000 – для участка газопровода В-категории, пересечений с нефтепроводом, газопроводом, переходов через водные преграды.
- 1020×12 13Г1С-У ТУ 14-3-1698-2000 – для участков газопроводов I-ой, II-й и III-й категории.

Трубы Ø 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

- 159×6 09Г2С ТУ 14-3-1128-2000 – то же;
- 89×5 09Г2С ТУ 14-3-1128-2000 – то же;
- 57×5 09Г2С ТУ 14-3-1128-2000 – то же;
- 1220×14 ГОСТ 10706-76 - для защитного футляра на Д СтЗсп ГОСТ 10704-91 пересечении с автодорогой IV категории.

Томский политехнический университет				«Капитальный ремонт участка (372-383) магистрального газопровода «Нижевартовский газоперерабатывающий завод – Парабель»»			
	Ф.И.О.	Подпись	Дата	Конструктивная часть	Лист	Листов	
Разработал	Николаев В.В.				33	118	
Консультант							
Руководитель	Веревкин А.В.				Кафедра транспорта и хранения нефти и газа, группа 3-2Б21		
Зав.кафедрой	Бурков П.В.						

Трубы \varnothing 1220 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.

Технические характеристики принятых труб и расчетные показатели приведены в таблице 1.

4.2.2 Запорная арматура

В качестве основной запорной арматуры на газопроводе приняты краны шаровые производства Алексинского арматурного завода:

- кран Ду 1000 Ру 8,0 МПа 11лс(6)768п11ХЛ – шаровой подземный с пневмогидроприводом с концами под приварку;
- кран Ду 150 Ру 8,0 МПа 11лс660п7мХЛ – шаровой подземный с пневмогидроприводом с концами под приварку;
- кран Ду 50 Ру 8,0 МПа 11лс60п1ХЛ – шаровой надземный с ручным управлением с концами под приварку;
- кран Ду 25 Ру 16,0 МПа МА 39230-025 – шаровой надземный с ручным приводом с концами под приварку.

Краны подземной установки должны быть поставлены заводом-изготовителем с противокоррозионным покрытием усиленного типа конструкции № 12 таблица 1 ГОСТ Р 51164-98.

4.2.3 Соединительные детали газопровода

Для монтажа узла запуска ОУ и кривых на углах поворота газопровода применены:

- отводы, тройники, переходы, заглушки для труб диаметром менее Ду 500 по ГОСТ 17375-2001 ÷ ГОСТ 17380-2001;
- отводы, тройники, переходы, заглушки для труб Ду 500 и более – по ТУ 102-488-95;
- отводы гнутые R=40 м Ду 1000 с унифицированными углами поворота – по ГОСТ 24950-81;
- отводы гнутые Ду 1000 R=5Ду и R=10Ду – по ТУ 102-488-95

					Конструктивная часть	Лист
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата		34

5. Технологическая часть

Этапы проведения работ по капитальному ремонту.

5.1. Подготовительные работы.

При проведении подготовительных работ на участке км 372 ÷ км 383 Заказчику необходимо:

- освободить участок от конденсата путем пропуска очистного устройства;
- отключить станции катодной и дренажной защиты;
- отключить I-ую нитку газопровода закрытием кранов № 372, 372.21.9 и 383-1, 383.12.0 с выполнением мероприятий, исключающих возможность случайного открытия этих кранов;
- снизить давление газа до минимально возможного значения;
- снизить давление газа до 20÷50 мм вод. ст. со сбросом газа в атмосферу через продувочные свечи кранов 372.2, 372.3 и 383-1.1, 383.3;
- отсоединить I-ую нитку газопровода, подлежащую демонтажу, от существующего газопровода с проведением комплекса работ по вырезке отверстий, установке резиновых шаров, вырезке катушек, приварке сферических заглушек в соответствии с планом организации огневых работ.

Демонтаж старого трубопровода может быть начат только после полного освобождения трубопровода от газа и анализа газовоздушной среды.

До начала строительных работ Заказчику необходимо:

- обозначить на местности местоположение I-ой и II-ой ниток газопровода, кабеля технологической связи и других подземных и сопутствующих сооружений во всей зоне проведения работ;
- передать по акту подрядчику трассы обозначенных коммуникаций (форма № 1 Приложение 1 к ВСН 51-1-97);
- обеспечить ремонтно-строительные подразделения связью с диспетчерской службой Парабельской промплощадки Томского ЛПУ МГ;
- разработать, утвердить в объединении «Томсктрансгаз» и согласовать с ВСГТЦ ООО «Газнадзор» план организации огневых работ.

При подготовке к проведению работ подрядной строительной организации необходимо:

- разработать проект производства работ (ППР), который должен быть согласован с владельцами: магистрального газопровода (ООО «Томсктрансгаз») и магистрального нефтепровода (ОАО «ЦЕНТРСИБНЕФТЕПРОВОД»), заинтересованными организациями;
- принять по актам трассы действующих трубопроводов, трассу демонтируемой I-ой нитки газопровода, трассу вновь укладываемой нитки, трассу кабеля технологической связи и других сопутствующих подземных коммуникаций;
- обозначить принятые по актам трассы в соответствии с требованиями ВСН 51-1-80 (по газопроводам) и ВСН 31-81 (по нефтепроводу);

Томский политехнический университет				«Капитальный ремонт участка (372-383) магистрального газопровода «Нижевартовский газоперерабатывающий завод – Парабель»»		
	Ф.И.О.	Подпись	Дата	Технологическая часть	Лист	Листов
Разработал	Николаев В.В.				35	118
Консультант						
Руководитель	Веревкин А.В.				Кафедра транспорта и хранения нефти и газа, группа 3-2Б21	
Зав.кафедрой	Бурков П.В.					

-
- оборудовать съезды с существующей автодороги «Подъезд к п. Бондарка», оборудовать переезды через газопровод, кабель связи, нефтепровод;
- оборудовать площадки для складирования труб и материалов;
- организовать связь участков, проведение работ с диспетчерскими службами Парабельской промплощадки Томского ЛПУ МГ и ЛПДС «Парабель» ОАО «ЦЕНТР-СИБНЕФТЕПРОВОД».
- получить письменные разрешения владельцев газопровода и нефтепровода на производство работ в охранных зонах этих сооружений.

Работы по капитальному ремонту газопровода должны выполняться специализированной организацией, имеющей лицензию на данный вид деятельности, либо подразделением эксплуатирующей газопровод организации в соответствии с ППР, согласованным с заинтересованными организациями и с учетом требований: ВСН 51-1-97 «Правила производства работ при капитальном ремонте магистральных газопроводов», ВСН 51-1-80 «Инструкция по производству строительных работ в охранных зонах магистральных трубопроводов Министерства газовой промышленности», ВСН 31-81 «Инструкция по производству строительных работ в охранных зонах магистральных трубопроводов Министерства нефтяной промышленности», «Правил безопасности при эксплуатации магистральных газопроводов» 1985 г., «Типовая инструкция по безопасному ведению огневых работ на газовых объектах Мингазпрома» и др.

5.2. Методы производства основных видов работ.

5.2.1. Погрузочно-разгрузочные работы.

Для перевозки труб и других грузов используется автодорога «Каргасок – Томск». 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 ф.3.3 ВСН 012-88 ч.2. Входной контроль осуществляет комиссия, созданная приказом по генподрядной организации.

Комиссия, при необходимости решения отдельных вопросов, привлекает к работе представителей других организаций, а также независимых экспертов.

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

Технологическая карта
на погрузочно-разгрузочные работы

Технологическая карта разработана на комплекс погрузочно-разгрузочных работ для труб Ø 1020 мм.

Исходные данные в табл. 1

Таблица 1

Параметр	Марка количество	Примечание
1.	2.	3.
Выгрузка труб из железнодорожных полувагонов	Кран на пневмоходу КС-35714	На базе УПТОиК ООО «Томсктрансгаз»

					Технологическая часть	Лист 36
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата		

Погрузка на трубовозы УРАЛ-4320	Автомобильный кран КС-3577	На базе УПТОиК ООО «Томсктрансгаз»
Транспортные работы	Трубовозы УРАЛ-4320	А/д Томск - Парабель
Выгрузка труб	Трубоукладчик «Комацу-D355С»	На трассе МГ «НГПЗ- Парабель» 372-383 км
Диаметр труб	1020 мм	
Длина труб максимальная	11,5 м	
масса трубы при толщине стенки:		
	11,0 мм	3124 кг
	12,0 мм	3430 кг
	14,0 мм	3993,95 кг
Количество труб на ж/д платформе	13 шт.	
Количество труб в 1 км	89 шт.	
Количество труб Ду 1020 мм на трубо- возе УРАЛ-4320	3 шт.	
Средняя скорость трубовоза	30 км/час	
Время затрачиваемое на погрузку, вы- грузку трубовоза УРАЛ 4320	0,8 час	
Коэффициент использования авто- транспорта	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.

Технологическая схема при проведении основных погрузо-разгрузочных операций

Разгрузка труб из ж/д платформ краном КС-35714

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".

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

Между штабелями устраивают проезды шириной 8,5 м для обеспечения бесперебойной работы крана и свободного проезда трубовоза при погрузке труб

Для разворота труб в нужное положение такелажники пользуются парными оттяжками (пеньковый канат Ø 12,7 мм., длиной 15 м).

					Технологическая часть	Лист
						37
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата		

Состав звена:

Таблица 1

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

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 ветьевой строп		1

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	

					Технологическая часть	Лист 38
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата		

2. Погрузка труб на трубовозы автокраном КС-3577.

Перевозка изолированных труб должно 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.

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

Выгрузка труб на трассе трубоукладчиком «Комацу-D355С».(Рис.5)



Рис. 5

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.

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.

Трубоукладчики, предназначенные для работы с изолированными трубами, должны иметь стрелы, облицованные эластичными накладками (утильные автопокрышки). Накладки крепить к стрелам с помощью съемных планок и хомутов в местах возможного контакта с трубами (от основания стрелы до ее середины).

Трубоукладчик поднимает трубу за центр и после отъезда транспортного средства перемещает ее и укладывает под острым углом к оси траншеи на лежки.

					Технологическая часть	Лист
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата		39

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

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

Состав звена:

Таблица 2

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

5.2.2 Земляные работы

Земляные работы при строительстве газопровода выполнять в соответствии с требованиями раздела 3 СНиП III-42-80*, ВСН 004-88, СНиП 3.02.01-87 «Земляные сооружения основания и фундаменты».

Расчистка полосы строительства

В соответствии с нормами СН 452-73 «Нормы отвода земель для строительства магистральных трубопроводов», полоса отвода на землях сельскохозяйственного значения составляет 33 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 № 6)



Рис. 6 Бульдозер Б-170М101Е на базе трактора Т-170.

					Технологическая часть	Лист
						40
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата		

Снятие и восстановление плодородного слоя грунта.

Плодородный слой почвы является ценным, медленно восстанавливаемым природным ресурсом, поэтому при ведении строительных работ приводящих к нарушению и снижению свойств почвенного слоя предусматривается рекультивация.

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 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. Технологическая карта на рекультивацию плодородного слоя представлена на рис. 1. Для проведения работ по рекультивации плодородного слоя в охранной зоне газопровода разрешается применять бульдозеры типа Т-170 или аналогичные (мощность не более 200 л.с.). Использование более мощной техники на этих работах запрещается.

Устройство вдольтрассового 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. Особое внимание уделить отводу поверхностных вод (Рис.7).

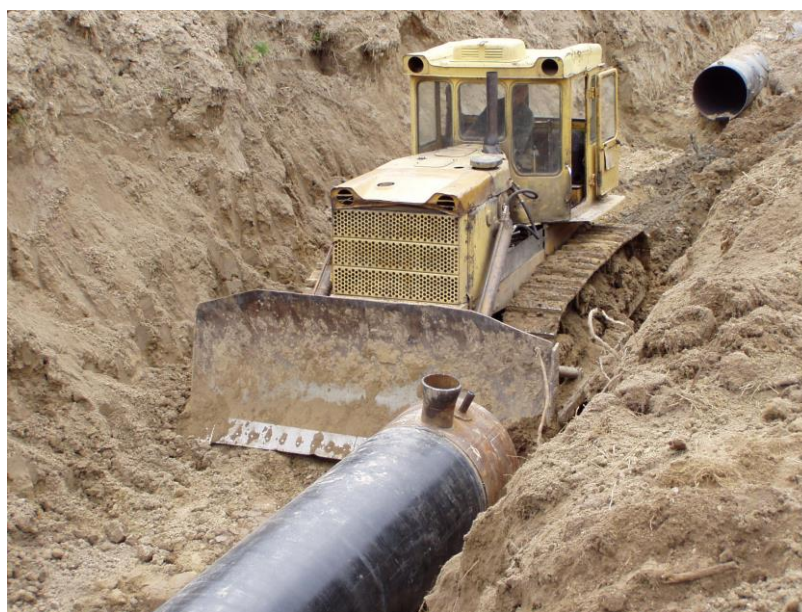


Рис. 7 Строительство лежневой дороги

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

					Технологическая часть	Лист
						41
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата		

Планировка проезда, срезка косогоров и бугров, склонов и оврагов и подсыпка низинных мест производится в составе общих планировочных работ по всей строительной полосе.

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 выполнить:

- согласовать конструкции и места устройства переездов с владельцами действующих подземных коммуникаций;
- геодезическую разбивку оси дороги, оси и границ переезда;
- планировку подъезда техники к месту устройства переездов;
- получить разрешение на проведение работ по устройству переездов у начальника Парабельской ПП Томского ЛПУ МГ.

Вскрытие существующего газопровода. Раскопка траншей. Засыпка вновь построенного участка.

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 СНиП 3.02.01-87, 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 (Рис. 2). После демонтажа трубопровода производится засыпка траншеи с последующей разработкой проектной траншеи.

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. Схема разработки приведена на рис. 3.

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 за

					Технологическая часть	Лист
						42
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата		

сыпке.

Засыпку траншеи производить после получения письменного разрешения заказчика, непосредственно вслед за спуском вновь построенного газопровода, и следует выполнять бульдозерами прямолинейными, косопоперечными, параллельными, косопоперечными или комбинированными проходами. В стесненных условиях строительной полосы, а также в местах с уменьшенной полосой отвода работы должны выполняться косопоперечными, параллельными или косопоперечными проходами бульдозером (рис. 4). 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.

Технологические карты на земляные работы

Рекультивация плодородного слоя бульдозером Б-170М101Е.

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.

Для проведения работ по рекультивации плодородного слоя в охранной зоне действующих газопроводов использовать бульдозер Б-170М101Е или аналогичный (мощность не более 200 л.с.).

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, прямых, 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:

- 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:

					Технологическая часть	Лист
						43
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата		

№№ 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.

По окончании работ составляют справку о проведении рекультивации ВСН 012-88 ф.1.6, которую подписывает руководитель работ и ответственный представитель землепользования.

Разработка траншеи для демонтажа старой трубы.

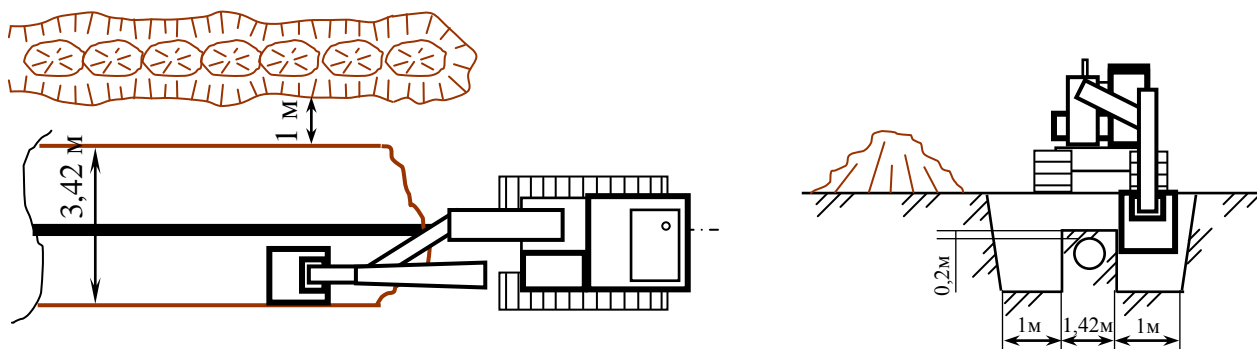
Для раскопки старой трубы применен экскаватор «Хитачи EX400» с обратной лопатой (рис. 8). Применение данного экскаватора позволяет значительно уменьшить время раскопки за счет исключения затрат времени на перемещение механизма поперек трубы.



Рис. 8 Экскаватор «Хитачи EX400».

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. 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	Подп.	Дата		44



Ширина траншеи определяется по формуле:

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

где: Д - диаметр газопровода;
 К – 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 Парабельской ПП Томского ЛПУ МГ в п. Бондарке.

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

Допустимая крутизна откосов траншеи

Таблица №3

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:

Состав звена:

Таблица 4

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

Оснащение звена

Таблица 5

№№ п/п	Наименование	Марка	Количество, шт.
1	2	3	4
1	Экскаватор	«Комацу PC 400LC»	1
2	Бульдозер	Б-170М101Е	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

Разработка траншеи под укладку нового газопровода.

Разработку траншеи под укладку вновь построенного газопровода производят экскаватором «Хитачи EX400» (рис. 9)



Рис. 9

					Технологическая часть	Лист
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата		46

До разработки траншеи под укладку трубопровода необходимо по оси трубопровода установить 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.

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

Разработка траншеи производится в следующем составе:

Состав звена:

Таблица №

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

Оснащение звена

Таблица №

№ п/п	Наименование	Марка	Количество, шт.
1	Экскаватор	«Хитачи EX400»	1
2	Бульдозер	Б-170М101Е	1
4	Медицинская аптечка		1

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.

Засыпку трубопровода грунтом из отвала следует производить после осуществления присыпки мелкими фракциями грунта. Присыпка выполняется экскаватором «Кранэкс ЕК270» (рис. 10).

					Технологическая часть	Лист
						47
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата		

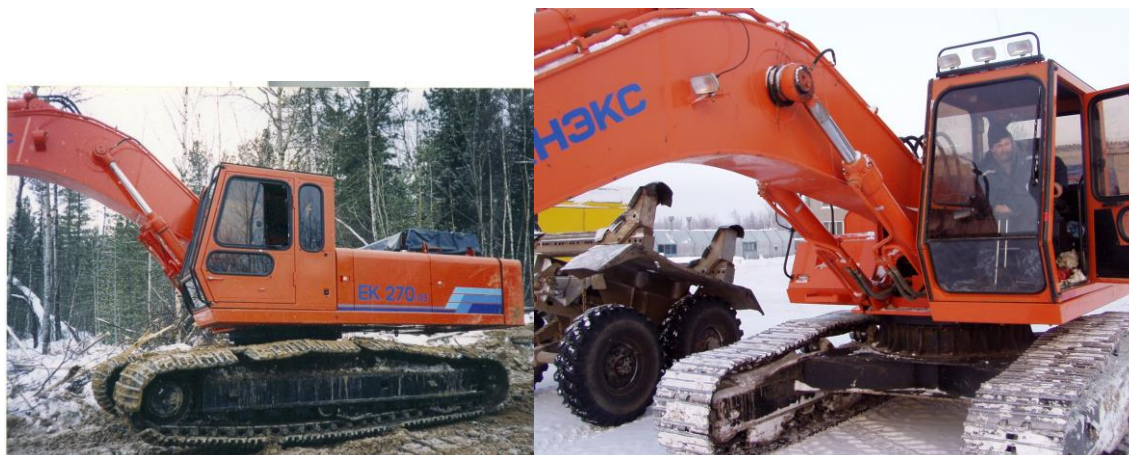


Рис. 10 Экскаватор «Кранэкс ЕК270»

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.

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

В местах пересечения траншеи с подземными коммуникациями засыпку нужно вести мягким грунтом слоями не менее 10 см., тщательно уплотняя грунт.

Засыпку траншеи следует производить в следующем составе:

Состав звена:

Таблица №

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

Оснащение звена:

Таблица №10

№№ п/п	Наименование	Марка	Количество, шт.
1	2	3	4
1	Экскаватор	«Кранэкс ЕК270»	1
2	Бульдозер	Б-170М101Е	2
3	Медицинская аптечка		1

Требование к качеству и приемке работ.

Контроль качества засыпки, уложенных в траншею трубопроводов, проводят в соот

					Технологическая часть	Лист
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата		48

ветствии 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 допустимая отклонения 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 (ВСН 012-88, ч.2).

Технологическая карта операционного контроля.

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 полог, 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 дна траншеи на вертикальных кривых принудительного гнущья	Нивелир	Периодически	Мастер Геодезист	Перебор грунта не допускается
	Крутизна откосов	Шаблоны	Выборочно	Мастер	Соответствие проекту

					Технологическая часть	Лист
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата		49

	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 пазах засыпанной траншеи, наличие в засыпаемом грунте комьев размером более 5см., щебня, крупного гравия и других крупных включений.
	Толщина засыпаемого слоя и высота валика.	Визуально мерная линейка мерный щуп	Непрерывно в процессе работы периодически (через 50м.)	Мастер	Толщина засыпаемого слоя должна соответствовать проекту допустимые отклонения, мм: плюс 20; минус 0.

5.2.3. 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. Бондарка.

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.

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.

Строительство нового участка

5.2.4. Сварочно-монтажные работы

Сварку трубопровода производить по разработанной в проекте производства работ

					Технологическая часть	Лист
						50
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата		

технологической карте сварки, согласно аттестованной технологии сварки с соблюдением правил техники безопасности и пожарной безопасности. К выполнению сварочных работ следует допускать сварщиков, прошедших ежегодную проверку квалификации.

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).

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;

					Технологическая часть	Лист
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата		51

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 должны 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;
- 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.

					Технологическая часть	Лист
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата		52

*Состав бригады при поточном методе
сварки неповоротных стыков секций труб диаметром 1020 мм.:*

Таблица 2.14

№ 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

Материально-техническое оснащение бригады

Таблица 2.15

№ 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 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 инвен

					Технологическая часть	Лист
						53
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата		

тарных 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 покрытием.

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;
- температуру предварительного подогрева при соединении 2-х труб из различных марок стали или различной толщины стенки, которые должны быть нагреты на различающиеся (температуры, устанавливаются по максимальному значению).

Замерять температуру следует контактными термометрами 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

					Технологическая часть	Лист
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата		54

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 шлиф.машинки тщательно очистить его от шлака.

Ручная эл. дуговая 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, 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), рекомендуется термостатировать в специальных электротермопечалах типа ЭОС-0,09/2-И1.

					Технологическая часть	Лист
						55
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата		

Таблица 2.16

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	3.0	300-350	1.0-1.5	80-120	90-110	90-130
Сварка и ремонт заполняющих и облицовочного слоев шва	ОК 53-70	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

Для обеспечения качества работ необходимо проводить:

проверку квалификации сварщиков;

контроль исходных сварочных материалов и труб (входной контроль);

Операционный

контроль:

					Технологическая часть	Лист
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата		56

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.

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 (задиры, 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 внутренней поверхности труб	Степень очистки	Прораб, мастер, бригадир	Визуально	Непрерывно по каждой трубе

					Технологическая часть	Лист
						57
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата		

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 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 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, непровар, шлак, несплавление, трещины)	Дефектоскопист радиографии	АРИНА-3	После сварки
12.	Ультразвуковой контроль сварного стыка.	Контроль наличия внутренних дефектов (поры, непровар, шлак, несплавление, трещины), в т.ч., необнаруженных R-графией	Дефектоскопист	УД-2-102 «Пеленг»	После сварки

					Лист
Технологическая часть					58
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата	

ТЕХНОЛОГИЧЕСКАЯ КАРТА СВАРКИ

**Капитального ремонта участка МГ «НГПЗ - ПарABELЬ» Ду-1000,
I нитка км 372-383**

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*

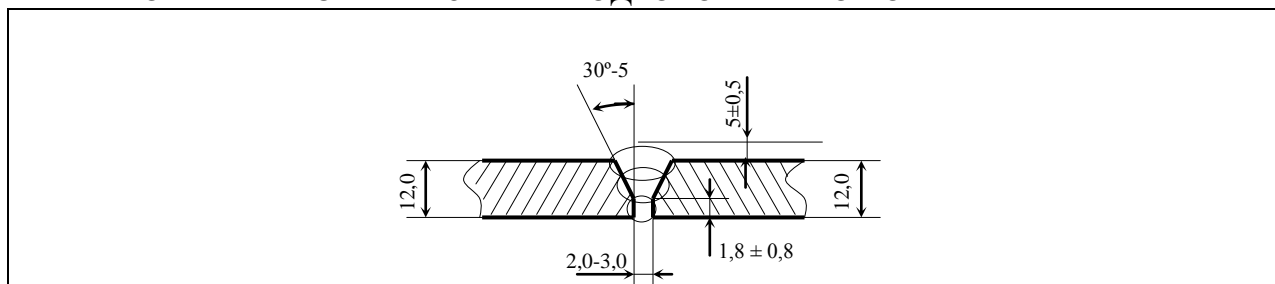
МАТЕРИАЛЫ

ОСНОВНЫЕ				СВАРОЧНЫЕ				
№	Характеристика	Марка стали	ТУ, ГОСТ	Прихватки		D(мм.)	Марка, тип	Режимы проковки
				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	T=250-300°C Время 1 ч.
						2,0 -3,0	СВ 08ГА	

ОБОРУДОВАНИЕ, ПРИСПОСОБЛЕНИЯ, ИНСТРУМЕНТЫ

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

ГЕОМЕТРИЧЕСКИЕ РАЗМЕРЫ ПОДГОТОВКИ КРОМОК



РЕЖИМЫ

Порядок наложения швов				Величина тока сварки, А			Подогрев стыков		
D(мм.)	Тип, марка	№ шва	Кол. слоев	Нижнее	Вертик.	Потол.	№ шва	T _о к _р уж.	T _п одог.
3,25	ОК53.70 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(облицовка)	500-550	550-700	700-750	3	18	-

КЛЕЙМЕНИЕ ШВОВ

На расстоянии 100-150 мм от оси шва	КРАСКОЙ
-------------------------------------	---------

					Технологическая часть	Лист 59
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата		

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*

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

Исполнил:

5.2.5. Изоляционные работы.

Поставка труб предусмотрена с заводской изоляцией.

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

					Технологическая часть	Лист
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата		60

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.

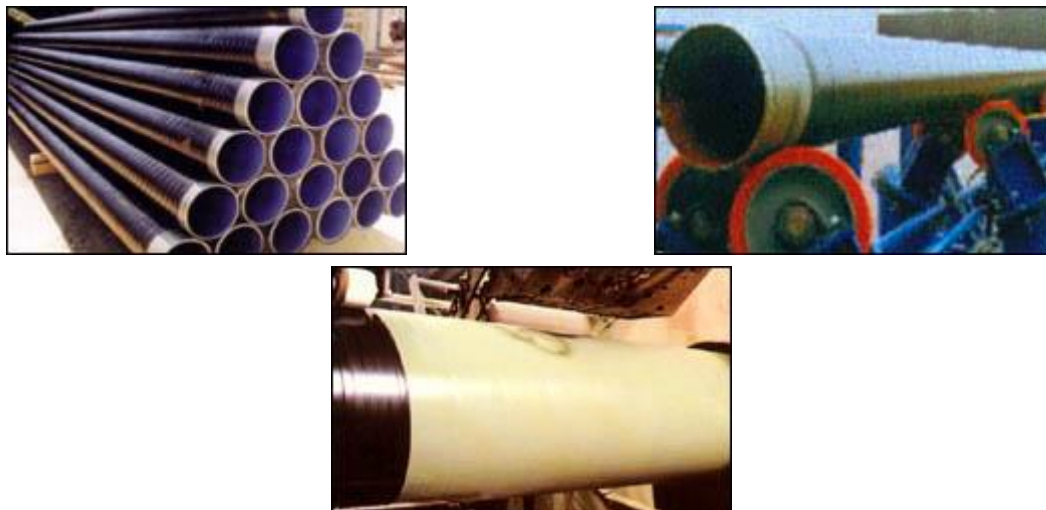


Рис. 11

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 (ГОСТ 16338-85), 15303-003, 10203-003, 10404-003 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

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 поврежденных заводского покрытия выполняется материалами «Терма Р» и «Терма РЗ», после сварки, контроля и получения разрешения по ВСН 012-88.

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,

					Технологическая часть	Лист
						62
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата		

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 ГОСТ Р51164-98 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;
- стеклосетка армирующая «ССТ-Б» 3,4×3,4;
- 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. Операционная карта на изоляцию:

Технологическая карта на изоляцию сварных стыков трубопровода с заводской изоляцией термоусаживающейся манжетой «ТЕРМА-СТ»

Область применения.

Технологическая карта разработана на комплекс работ по изоляции сварных стыков, и ремонту повреждений заводской изоляции газопровода Ду-1000.

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: СНИП 3-42-80* «Магистральные трубопроводы. Правила производства и приемки работ». СНИП 3.01.01-85 «Организация строительного производства». СНИП 3-4-80* «Техника безопасности в строительстве». ВСН 008-88 «Строительство магистральных трубопроводов. Противокоррозионная и тепловая изоляция». ВСН 012-88 «Строительство магистральных трубопроводов. Контроль качества работ».

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;

					Технологическая часть	Лист
						62
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата		

- оформить разрешение на производство изоляции по форме 2.13-ВСН 012-89.
 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:

- бригада по изоляции стыков труб, сваренных в нитку; в составе:

№№ 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

Механизмы и оборудование

№№ п/п	Наименование	Марка	Количество, шт.
1	Дизель- эл.станция	ДЭС-15	1
2	Трубоукладчик	ТО 1224Е-1	1
3	Электрошлифмашинка	Ш1-178А	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 брусков (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:

					Технологическая часть	Лист 63
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата		

- 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

Ремонт повреждений заводского изоляционного покрытия в зависимости от их характера выполняется по рекомендации изложенной в разделе 4, ВСН 008-88:

- 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 бандажа или спирально термоусаживающимися лентами.

Общие требования по хранению и транспортировке.

Материалы, применяемые для изоляции стыков, должны соответствовать проекту, требованиям ГОСТ и ТУ на них.

Поступающие на строительство изоляционные материалы следует складировать в заводской упаковке в помещениях, исключаящих увлажнение и загрязнение материалов. Хранить материалы при температуре не ниже +15°C.

Перед изоляцией сварных стыков труб необходимо:

- ознакомиться с технологией изоляционных работ;
- установить соответствие изоляционных материалов техническим условиям, сертификатам или ГОСТу, (входной контроль);
- подготовить необходимое оборудование, средства механизации работ и инструменты, проверив их работоспособность и изучив инструкцию по эксплуатации;
- подготовить укрытие, обеспечивающее защиту зоны стыка, на случай выполнения изоляционных работ в ненастную погоду;
- получить разрешение на изоляцию сварных стыков.

					Технологическая часть	Лист
						64
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата		

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.	Технический 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.	Технический 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 Технический 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 Технический лаборант	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 Технический лаборант	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 Технический лаборант Служба ОККС	Постоянно выборочно	Шаблон Визуально
7.	Предварительный нагрев зоны стыка	Нагревается зона сварного стыка и очищенный участок заводского покрытия пропановыми горелками до 70-80°С. При отрицательных температурах -до температуры 85-95°С.	Производитель работ Технический лаборант	Постоянно	Термометр

					Технологическая часть	Лист
						65
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата		

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-лаборант	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 прикатывающего ролика.	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	Адгези-метр
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 покрытия	Дефектоскоп

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, задигов, капель металла, шлаков;
- качество нанесения грунтовки проверяют внешним осмотром на отсутствие пропусков, сгустков, подтеков, пузырей;
- клеевая поверхность термоусадочного материала должна быть сплошной, без ка

										Лист
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата	Технологическая часть					66

- ких 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.

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 (ф.2.1.5 ВСН 012-88 часть 2).

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.

Меры безопасности при выполнении изоляционных работ.

При выполнении изоляционных работ необходимо строго соблюдать требования безопасности изложенные в СНиП III - 4 - 80* «Техника безопасности в строительстве» и «Правилах техники безопасности при строительстве магистральных стальных трубопроводов», ГОСТ 12.3.016-87 ССБТ «Строительство. Работы антикоррозийные».

К выполнению изоляционных работ допускаются рабочие, прошедшие:

- обучение и проверку по безопасным методам и приемам труда, а также получившие удостоверение на право производства работ;
- вводный инструктаж по технике безопасности и производственной санитарии, и инструктаж непосредственно на рабочем месте. Повторный инструктаж всех рабочих производится не реже одного раза в три месяца. Рабочие колонны должны быть проинструктированы и обучены безопасным методам и приемам труда по всем видам работ, выполняемых бригадой.

При выполнении работ рабочие должны обеспечиваться соответствующими индивидуальными средствами защиты (масками, очками, перчатками, спецодеждой и спецобувью).

					Технологическая часть	Лист
						67
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата		

Рабочие места обеспечиваются аптечками, медикаментами и другими средствами для оказания первой медицинской помощи.

В местах хранения изоляционных материалов необходимо иметь комплект противопожарных средств (два огнетушителя, лопаты, ящик с сухим песком, багры и т.д.). Запрещается курить и разводить открытый огонь ближе 50 м от указанных мест.

Бочки с грунтовкой и растворителями, как заполненные, так и пустые, во время хранения и транспортировки должны быть герметически закрыты и вскрываться только на месте производства работ.

В случае сушки поверхности трубопровода применение открытого огня запрещается, сушку осуществлять специальными сушильными печами.

Расстояние от места работы изоляционной колонны до работающей впереди бригады монтажников по сварке трубопровода должно быть не менее 1000 м.

Для осмотра нижней поверхности трубопровода необходимо пользоваться зеркалом в металлической оправе с изогнутой рукояткой.

До начала работы следует проверить состояние канатов, блоков и тормозных устройств трубоукладчиков. При укладке трубопровода сигналы машинистам трубоукладчиков должны подаваться бригадиром, назначенным руководителем работ.

Грузозахватные приспособления должны иметь свидетельство об их испытании и иметь шестикратный запас прочности.

5.2.6. 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, 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 ГОСТ 24950-81 в трассовых условиях.

На пересечении с подъездной автомобильной дорогой IV категории, на км 382,7 газопровод укладывается подземно, в защитном футляре из труб $\varnothing 1220 \times 14$.

Для сохранения изоляционного покрытия газопровода при укладке и надежной электрической изоляции от футляра применены опорно-центрирующие кольца с диэлектрическими опорам-ползунами. Концы футляра уплотняются специальными резиновыми манжетами с укрытиями. Опоры-ползуны, резиновые манжеты и укрытия выпускаются ООО «Переход» г. Волжский Волгоградской области.

Лесные и полевые дороги постоянного пользования пересекаются подземно без защитных футляров. При этом глубина заложения принимается не менее 1,4 м от верха покрытия дороги до верхней образующей газопровода, а газопровод под дорогой защищается укладкой бетонных дорожных плит. Устройство таких переездов см. черт. 12.

На пересечениях с нефтепроводом укладка газопровода предусмотрена подземно, ниже существующих трубопроводов с разрывом в свету не менее 0,7 м.

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

					Технологическая часть	Лист
						68
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата		

м – в торфяном слое (глубина заложения не менее 1,0 м) с применением полимер-контейнерных 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 раздела 7 СНиП III-42-80*.

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

Контроль состояния защитных покрытий предусмотреть согласно ГОСТ Р51164-98 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 покрытия – через каждые 500 м, а также в местах вызывающих сомнения; прочность при ударе – в местах вызывающих сомнения; сплошность покрытия – не ранее чем через две недели после засыпки искателем повреждений типа АНПИ, УДИП-1М или другим аналогичным прибором.

5.2.7. Переходы через водные преграды

Трасса газопровода пересекает ряд ручьев (истоков), малых рек и озер. Среди которых наиболее значительными являются: р. Васюган, р. Огуркина, оз. Щучье. Основные характеристики подводных переходов приведены в таблице 2.

Таблица 2

№ п/п	Наименование водной преграды	Км по трассе газопровода	Глубина в межень (м)	Ширина русла по зеркалу воды (м)		Наибольшая глубина подводной траншеи (м)	Протяженность участка I-ой категории (м)	Трубы по проекту Ø×S (мм)	Потребность в грузах (компл.)		Примечание
				в межень	При ГВВ 1% -ой обеспеченности				Кольцевых железобетонных 2-УТК-1020-	УБО-М-1020	
1.	р. Васюган	382,3	3,7	355,0	700,0	5,3	441	1020x14	145	-	
2.	р. Огуркина	375,6	1,7	9,0	28,0	3,4	30	1020x14	80	20	
3.	оз. Щучье	375,8	1,5	50,0	250,0	4,4	284	1020x14	205	20	

					Технологическая часть		Лист
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата			69

Разработка траншей на переходах предусмотрена: на береговых участках – бульдозерами, экскаваторами, в русловой части при глубине до 1,0 м – экскаваторами-драглайнами, при глубине свыше 1,0 м – канатно-скреперными установками.

Работы по разработке траншей и укладке газопровода должны вестись в осенне-зимний период при минимальных уровнях воды.

Балластировка газопровода предусмотрена в русловой части – кольцевыми железобетонными грузами 2-УТК-1020-24-2 массой 4,087 т, на береговых участках – утяжелителями железобетонными УБО-М-1020 массой 3,378 тн.

Укладка газопровода в русловой части предусмотрена протаскиванием, на береговых участках – с бровки траншей. Засыпка газопровода предусмотрена: на береговых участках – бульдозерами. В русловой части – экскаваторами.

Проектом предусматривается восстановление нарушаемых в процессе строительства русла и береговых участков переходов с проведением берегоукрепительных работ и противоэрозионных мероприятий.

5.2.8. Балластировка газопровода

Балластировка газопровода выполнена в соответствии с требованиями ВСН 39-1.9-003-98 «Конструкции и способы балластировки и закрепления подземных газопроводов» и директивных писем ОАО «Газпром».

На переходах через болота I-II типа, при укладке газопровода на минеральные грунты в основании болота, а также на переходах через обводненные участки и поймы рек, сложенные минеральными грунтами, балластировка газопровода предусмотрена железобетонными утяжелителями охватывающего типа УБО-М-1020 с массой 3,378 т с шагом установки 2,9 м.

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 51-31323949-88-20002.

На переходах через болота II типа, при укладке газопровода на торфяное основание, балластировка предусмотрена привозным минеральным грунтом (песчано-гравийная смесь) с применением модернизированных полимерно-контейнерных балластирующих устройств типа ПКБУ-МК ТУ 4834-121-31323949-2004.

На переходах через водные преграды, на участках укладки методом протаскивания, балластировка предусмотрена утяжелителями железобетонными сборными кольцевого типа 2-УТК-1020-24-2 ТУ 102-264-81 массой 4,087 т с шагом установки 3,0 м.

5.2.9. Электрохимзащита

Проектом предусмотрен капитальный ремонт средств электрохимической защиты участка газопровода НГПЗ - Парабель Ø 1020x12 I нитка км 372 – км 383.

На км 383 станция катодной защиты типа ПКЗ-ОПЕ-50-24-У1 размещена в Боксе КП антивандального исполнения.

Электроснабжение Бокса КП выполнено по III категории надежности от вдоль-трассовой ВЛ-10 кВ газопровода проводом 2АС-50 через трансформаторную подстанцию 10/0,23 кВ.

Линия постоянного тока к анодному заземлению выполнена кабелем АВББШв

					Технологическая часть	Лист
						70
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата		

1x70 в траншее на глубине 0,7 м.

Анодное заземление предусмотрено поверхностным с горизонтальным расположением электродов типа «Менделеевец» ММ.

Учет электроэнергии предусмотрен в Боксах КП.

Дренажные кабели приняты марки ВВГ 1x50.

Контроль за потенциальным состоянием газопровода осуществляется посредством установки контрольно-измерительных пунктов (КИПов) по трассе с шагом в 1 км, совмещающая их с километровыми отметками, кроме того на крановом узле и на пересечениях с подземными стальными коммуникациями (нефтепроводом), а на переходе через автомобильную дорогу необходимо установить БДЗ.

Все контрольно-измерительные пункты оборудованы медносульфатными электродами сравнения ЭНЕС-1.

Для работы устройств катодной защиты в автоматическом режиме контрольно-измерительные пункты в точках дренажа соединены с блоками автоматики СКЗ кабелем АВВГ 2x10.

На начальный момент включения проектом предусмотрен 50% запас по току и напряжению.

Годовой учет активной электроэнергии составляет

$W_a = 76,7$ тыс. кВт.час/год.

Учет электроэнергии предусмотрен в Боксах КП.

5.2.10. Очистка внутренней полости и испытания газопровода

Очистка внутренней полости газопровода Ду 1000 на участке км 372 ÷ км 383 предусматривается промывкой с пропуском разделителя ПР-1000 вытесняющего впереди себя предварительно залитую воду, обычно виде пульпы.

Вслед за поршнем-разделителем подается вода, необходимая для проведения последующего гидроиспытания. Вода для промывки и заполнения газопровода подается дополнительным агрегатом в узел запуска разделителя. Давление воды от дополнительных агрегатов должно быть на 0,2-0,3 МПа больше, чем напор жидкости, вызываемый максимальной разностью вертикальных отметок на участке скорость поршня-разделителя не менее 1 км/час.

Работы по очистке должны быть проведены с обязательным контролем качества и оформлением соответствующего акта.

Для выполнения этих работ и приёма воды промывочной и воды при её вытеснении после гидроиспытаний проектом предусматривается устройство водозабора на р. Васюган и грунтового амбара-отстойника на км 372.

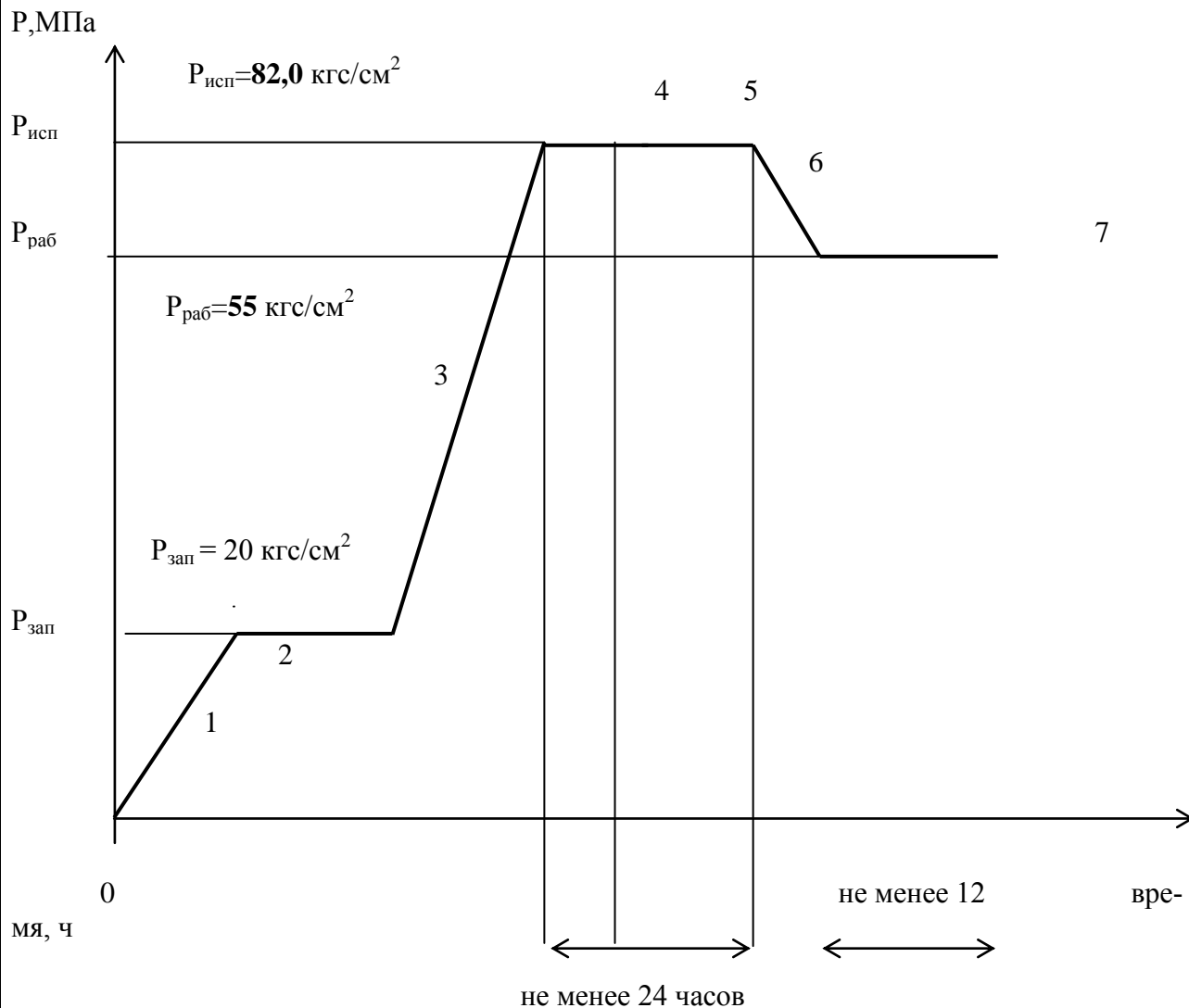
Испытание на прочность участка км 372 ÷ км 383 предусматривается гидравлическим давлением 82 кгс/см^2 (в нижней точке) с выдержкой в течение 24 часов. Проверка на герметичность должна быть проведена после снижения испытательного гидравлического давления до 55 кгс/см^2 (в верхней точке участка) с выдержкой в течение не менее

12

часов.

					Технологическая часть	Лист
						71
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата		

График изменения давления



- 1 – заполнение трубопровода водой до $P=20 \text{ кгс/см}^2$
- 2 - осмотр трубопровода
- 3 – поднятие давления до $P_{исп}=1,25 * P_{раб}$
- 4 – испытание на прочность и осмотр трубопровода
- 5 – снижение давления до $P_{раб}=55 \text{ кгс/см}^2$
- 6 – испытание на герметичность и осмотр трубопровода

На этом участке трассы должны быть предварительно испытаны на прочность и проверены на герметичность:

- переходы через водные преграды (участки I-ой категории) после укладки до засыпки;
- пересечения с нефтепроводами до укладки;
- узел запуска разделителей.

Предварительные гидроиспытания на прочность должны быть проведены давлением 98 кгс/см^2 (в нижней точке) с выдержкой в течение 24 часов, проверка на герметичность – после снижения испытательного давления до 55 кгс/см^2 (в верхней точке) с выдержкой в течение 12 часов.

					Технологическая часть	Лист
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата		72

Вытеснение воды после гидроиспытаний предусмотрено участка км 372 ÷ км 383 – газом в грунтовый амбар-отстойник на км 372.

Испытание на прочность и проверка на герметичность должны быть выполнены под руководством комиссии по специальной инструкции, разработанной с учетом местных условий, отражающей очередность, организацию, сроки, технологию и технику безопасности проведения работ.

Инструкция должна быть согласована с газотехническим центром газового надзора ОАО «Газпром» и региональным органом Госгортехнадзора России.

Для производства гидроиспытаний должна быть использована вода, соответствующая 6-му классу чистоты жидкостей по ГОСТ 17216-2001 (с содержанием взвешенных веществ не более 200 мг/л при размере частиц не более 1 мм).

Гидравлическое испытание трубопроводов должно производиться преимущественно в теплое время года при положительной температуре окружающего воздуха. Для гидравлических испытаний должна применяться вода с температурой не ниже плюс 5°C и не выше плюс 40°C.

До начала проведения работ по испытанию газопровода должно быть выполнено следующее:

- проведен предварительный инструктаж всех рабочих и ИТР, занятых на работах по технической и пожарной безопасности, а также ознакомление с инструкцией по испытанию;
- определена охранный зона;
- за пределы охранной зоны выведены люди, строительные машины, механизмы и прочее оборудование;
- смонтирован опрессовочный и наполнительный агрегаты с обвязкой;
- смонтированы манометры за пределами охранной зоны;
- смонтированы самопишущие приборы регистрации давления;
- расставлены дежурные посты наблюдения и аварийные бригады;
- налажена надежная система связи.

Участок магистрального газопровода НГПЗ – Парабель (I нитка) км 372 – км 383 и узел запуска поршней разделителей Ду 1000 после капитального ремонта и предварительных испытаний на переходах через автодорогу (км 382,6), р. Огуркина (км 375,5) и оз. Щучье (км 375,7), нефтепроводы (км 374,1 и км 382,1), намечается подвергнуть гидравлическому испытанию на прочность и проверку на герметичность (см рис. 1).

В состав основных работ по гидравлическому испытанию трубопровода входят:

- подготовка к испытанию;
- наполнение трубопровода водой;
- подъем давления до испытательного;
- испытание на прочность;
- сброс давления до проектного рабочего;
- проверка на герметичность.

Объем водопотребления обусловлен геометрическими характеристиками испытываемого трубопровода (диаметром, длиной).

Объем воды, вытесняемый по каждому участку, равен объему, поступающему на

					Технологическая часть	Лист
						73
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата		

данный участок.

По окончании работ временные сооружения ликвидируются, а площадки рекультивируются.

Гидроиспытание линейной части МГ

Заполнение полости трубопровода водой производится наполнительными агрегатами. Для заданного технологического процесса оптимальная скорость заполнения составляет 1 км/час. Такая скорость обеспечивается при расходе воды в час, равном объему 1 км трубопровода \varnothing 1020 мм, т.е. 785 м³/час. В связи с этим, для заполнения полости трубопровода водой, можно рекомендовать наполнительные агрегаты марки АН-501 производительностью 480 м³/ч и напором 138 м в. ст. каждый, в количестве 2-х рабочих и одного резервного, соединенных параллельно. Испытание полости трубопровода на прочность производится опрессовочным агрегатом марки Азинмаш-32 производительностью 12 – 51 м³/ч и напором 16 – 4 МПа.

Заливка насосов и их всасывающих линий осуществляется от специального передвижного самовсасывающего насоса типа АНС производительностью 60 м³/ч и напором 25 м (в количестве 1 компл.)

Забор воды на нужды гидроиспытаний всего участка газопровода (км 372 – км 383) в количестве 1070 м³ для промывки и 8560 м³ для испытания, предусматривается из р. Васюган. Расчётное водопотребление составит 0,267 м³/с. Время заполнения полости трубопровода водой при 95% обеспеченности расходов воды в реке принимается равное 1,4 ч для промывки и 8,9 ч.

Вытеснение воды из полости трубопровода осуществляется с пропуском разделителей на открытый конец, перемещаемых под давлением газа. Скорость перемещения поршня-разделителя при удалении воды должна составлять не менее 5 км/ч.

Участки предварительного испытания

Предварительные испытания участков газопровода выполняются на:

- км 374,1 переход через нефтепровод L=31 м (50 м³)-вода привозная;
- км 375 подводный переход через р. Огуркина и оз. Щучье L=765 м (600,5 м³) – вода из оз. Щучье;
- км 382,1 переход через нефтепровод L=31 м (50 м³)-вода из истока Исаевского;
- км 382,6 – переход через автодорогу IV категории L=220 м (172,7 м³) – вода из р. Васюган.

На участках, где вода привозная, заполнение – из передвижной ёмкости, испытание - наполнительно-опрессовочным агрегатом марки Азинмаш-32 производительностью 12 - 51 м³/ч и напором до 16 МПа (в количестве 1 компл.).

Заливка насосов и их всасывающих линий при заполнении из р. Васюган осуществляется специальным передвижным самовсасывающим насосом типа АНС производительностью 60 м³/ч и напором 25 м (в количестве 1 компл.).56

Вытеснение воды из полости трубопровода осуществляется самосливом и сжатым воздухом в промежуточную емкость с последующим вывозом в близрасположенный пруд.

					Технологическая часть	Лист
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата		74

Испытание трубопроводов

Гидравлический метод испытания наиболее безопасен. С помощью пропускаемых устройств из трубопровода вытесняется воздух, что не только сокращает продолжительность подъема давления в трубопроводе, но и имеет важное значение для более правильной оценки герметичности объекта.

Наиболее важная характеристика гидравлического метода испытаний - возможность максимального выявления потенциальных очагов отказов путем повышения испытательного давления до значений, вызывающих в металле труб напряжения, близкие или равные нормативному пределу текучести.

При заполнении трубопровода водой воздух должен быть удален полностью.

Опасность работ по испытанию трубопроводов связана с созданием в трубопроводе высоких давлений воды. Для производства работ по испытанию на прочность подземных трубопроводов и вытеснение воды газом размеры охранной зоны составляют 100 м (1000 м – в направлении отрыва заглушки).

Испытание на прочность и проверка на герметичность выполняется согласно СНиП III – 42 – 80* «Магистральные трубопроводы».

Трубопровод считается выдержавшим испытание на прочность и проверку на герметичность, если за время испытания трубопровода на прочность давление осталось неизменным, а при проверке на герметичность не обнаружены утечки.

Результаты испытаний оформляются актом.

Временный водозабор на р. Васюган

Временный водозабор устраивается без нарушения русловых режимов реки. Речной трубчатый затопленный водозабор предназначен для производственного водоснабжения процесса гидроиспытаний. Водоприемник - руслового типа малой производительности (менее 1 м³/с) с фильтрующим способом приема воды, представляющего собой водоприёмный оголовок с отсыпанной предохранительной дамбой из щебня с 70 % эффективностью по рыбозащите и необходимой пропускной способностью по воде.

Площадку водозабора предлагается расположить в пойме реки Васюган. Вакуумметрическая высота всасывания насосов должна быть не менее 4,0 м (для обеспечения работы при геометрической разности отметок оси насоса и уреза воды в реке с учетом потерь напора по длине во всасывающих линиях и в насосах). Всасывающие линии насосов оборудуются оголовком из перфорированной трубы с отверстиями 3-4 мм и размещением его в теле щебеночной обсыпки крупностью 30-60 мм для предотвращения попадания рыбной молоди.

Обвязочные трубопроводы из стальных труб прокладываются надземно, по низким опорам. На всасывающих линиях насосов устанавливаются стальные задвижки, а на напорных - стальные задвижки, обратные клапаны и манометры (см. рис. 2,3).

					Технологическая часть	Лист
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата		75

Площадка с наполнительно-опрессовочным агрегатом

Заполнение внутренней полости трубопровода водой для предварительных испытаний, гидроиспытания участка газопровода производится наполнительно-опрессовочным агрегатом.

Наполнительно-опрессовочный агрегат устанавливается на плите по щебеночной подготовке с высотой слоя не менее 100 мм.

Обвязочные трубопроводы из стальных труб прокладываются надземно, по низким опорам. На всасывающей линии насоса устанавливается стальная задвижка, а на напорной - стальная задвижка, обратный клапан и манометры (см. рис. 4,5,6).

По окончании процесса гидроиспытаний площадка для насоса демонтируется.

Водовод

Водовод от водозабора до газопровода прокладывается подземно на глубину до 1,0 м и выровненное основание из естественного грунта ненарушенной структуры.

При выходе с площадки водозабора и перед врезкой в газопровод на напорном водоводе предусматривается установка манометра и запорной арматуры.

Водовод подлежит предварительному и приемочному гидравлическому испытанию на давление, равное 1,25 испытательного давления трубопровода ($122,5 \text{ кг с/см}^2$ – на участке с наибольшим испытательным давлением) в течение 6 часов.

Для проекта принимаем стальные трубы ГОСТ 8732-78*.

Диаметр водовода до газопровода:

Ду 400 – от водозабора на р. Васюган;

Ду 50 - от наполнительно-опрессовочного агрегата.

По окончании испытания газопровода, единовременные трубопроводы демонтируются, а на место их врезки привариваются постоянные заглушки.

Пруд-испаритель

После гидравлического испытания трубопроводов из них должна быть полностью удалена вода в пруд-испаритель для осветления, сооружаемый путем обвалования.

Использованная вода после предварительных гидроиспытаний трубопроводов на переходах отводится в промежуточную ёмкость с последующим вывозом в ближайший пруд-испаритель.

В месте выпуска воды в пруд отводящая труба укладывается на железобетонный блок. Дно пруда и стенки на высоту не менее 1 м по нижнему откосу вымощены гравием с устройством водобойной металлической плиты ГОСТ 19903-74* (для гашения кинетической энергии направленного потока воды) (рис.7).

Во избежание случайного попадания в пруд-испаритель людей и животных, предусматривается его обвалование и ограждение по периметру металлической сеткой (в соответствии с требованиями техники безопасности).

При гидроиспытаниях в стоках возможно содержание взвешенных веществ

					Технологическая часть	Лист
						76
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата		

(грунт, сварочный град, окалина)

С учетом возможного ветрового воздействия расчетное время осветления принимается не менее 12 часов.

После оттаивания содержание возможных взвесей снизится до фоновых значений.

Пруд-испаритель располагается $V = 8560 \text{ м}^3$ на км 372.

По окончании проведения гидроиспытаний (после фильтрации и испарения) пруд испаритель подлежит засыпке, а его площадка - полной рекультивации.

Общие характеристики режимов водопотребления и водоотведения промышленного объекта, баланс, качественные и количественные показатели состава и свойств сточных вод сведены в таблицы (прилагаются).

5.2.11. Подключение к действующему газопроводу (монтаж захлестов).

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».

Подключению участка газопровода к действующему осуществляется монтажом захлестов с проведением огневых работ. После стыковки трубопроводов, заварить два стыка трубопровода с той и другой стороны участка (т.е. замыкаем участок трубопровода длиной 1 км с основным трубопроводом).

Огневые работы выполняются силами ООО «Томсктрансгаз» 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 ОАО «Газпром» 2006 г. СТО Газпром.

При монтаже захлестов и катушек не допускается сварка гарантийных стыков из разнотолщинных труб.

Не допускается повторное применение труб ранее находившихся в эксплуатации для изготовления переходных колец. В этом случае необходимо использовать переходное кольцо из новой трубы (с подваркой сварного шва).

Контроль стыков на захлестах выполнить радиографическим методом, дублирующим контролем УЗК, обозначить их гарантийными с оформлением актов ВСН 012-88 ч. 2.

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

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

Методы 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 (ВСН 012-88).

Входной контроль качества материалов, оборудования, конструкций, изделий, предназна

					Технологическая часть	Лист
						77
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата		

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

Завершающим этапом деятельности по обеспечению качества строительномонтажных 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 строительномонтажных работ включает в себя:

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

Контролируемые показатели и формы регистрации контроля по видам работ Приведены в таблице 6.

Схемы операционного контроля качества по видам работ приведены в технологических картах данного проекта.

Контроль качества выполнения подготовительных работ.

Контроль качества подготовительных работ следует осуществлять путем систематического наблюдения и проверки соответствия выполняемых работ требованиям проектной документации, ВСН 012-88, СНиП 3.01.03-84 «Геодезические работы в строительстве».

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 строительномонтажная 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 ВСН 012-88 глава 3, СНиП 3.02.01-87 «Земляные сооружения. Правила производства и

					Технологическая часть	Лист
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата		78

приемки работ», СНиП III-42-80 «Магистральные трубопроводы» (глава 3 табл.2).

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. (ВСН 012-88 ч. 2).

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 ВСН 012-88 ч. 1. Проведение ремонта и заключение о пригодности труб к дальнейшему использованию оформляется актом установленной формы.

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 «Сварка ВСН 006-89».

- Контроль исходных материалов, труб и трубных заготовок, запорной и распределительной арматуры (входной контроль, согласно требований ВСН 012-88, ВСН 006-89). 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 ВСН 006-89 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 ВСН 012-88. Обнаруженные при внешнем осмотре недопустимые дефекты должны устраняться до проведения контроля неразрушающими методами.

- Радиографический контроль в объеме 100% сварных стыков с учетом требований ВСН 012-88, СНиП III-42-80, ВСН 006-89 с применением рентгеновских аппаратов. Энергию рентгеновского излучения, тип радиографической пленки, схему зарядки кассет и схему просвечивания выбирают в зависимости от геометрических размеров контролируемого изделия таким образом, чтобы обеспечить требуемую чувствительность контроля.

Результаты контроля оформляются документально по ВСН 012-88.

					Технологическая часть	Лист
						79
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата		

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" (ВСН 88-84 Миннефтегазстроя, М., 1985).

Общий контроль за соблюдением правил радиационной безопасности обязаны осуществлять главные инженеры и инженеры по технике безопасности организаций, а непосредственный контроль начальники полевых испытательных лабораторий (ПИЛ), работники полевых испытательных лабораторий (ЦПИЛ) и работники радиационной безопасности {дозиметристы и др.}. Администрация строительно-монтажных управлений и трестов обязаны обеспечить условия безопасной работы с радиоактивными изотопами, предусмотренными правилами.

Приказом по строительно-монтажной организации должно быть назначено ответственное лицо по приемке и учету источников излучения.

Таким лицом следует назначать начальника или инженера ПИЛ, обязанных знать физико-химические и токсические свойства гамма - источников.

Перед проведением работ с применением источников ионизирующего излучения необходимо поставить в известность (в письменной форме) органы государственного СЭН по Томской области.

Приказом по организации гамма - дефектоскопы должны быть закреплены за дефектоскопистами, выполняющими работы по просвечиванию сварных стыков труб на монтажных участках. Дефектоскописты несут ответственность за транспортировку и эксплуатацию гамма-дефектоскопов.

Ответственное лицо по приемке и учету источников излучения должно выдавать гамма-дефектоскопы на участки дефектоскопистам только под расписку в специальном журнале и в приходно-расходном журнале регулярно вести учет источников излучения.

Ответственность за соблюдение ремонтных работ и составление исполнительной документации несет инженерно-технический персонал, назначенный соответствующим приказом организации, производящей работы по ремонту участка газопровода.

Сдача отремонтированного участка магистрального газопровода заказчику должна производиться после полной готовности участка (засыпки, подключению новых участков), проведения контроля состояния изоляции методом катодной поляризации, проверки на прочность и герметичность, а также работ по рекультивации 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 «Томсктрансгаз».

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

Приемка отремонтированного участка газопровода осуществляется в соответствии с требованиями действующих норм и правил: СНиП 3.01.04-87, ВСН 012-88 ч. II, СНиП

					Технологическая часть	Лист
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата		80

Контроль качества изоляционных работ.

При контроле качества изоляционных работ руководствоваться требованиями ВСН 008-88, ГОСТ Р 51164-98, СНиП 3.01.01-85. 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 ВСН 008-88, ГОСТ Р 51164-98.

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

При использовании термоусадочной муфты проверяется наличие сертификата и соответствие муфты сертификату, целостность муфт. При установке контролируется технологическая последовательность и условия установки, предписываемые ТУ на муфту. После установки муфта должна обеспечивать равномерное и плотное обжатие поверхности сварного соединения нахлест на заводское покрытие не менее 10 см, из под нахлеста муфты на заводское покрытие должен выступить клей. Контроль заводской изоляции труб и установленной муфты выполняется аналогично контролю основного изоляционного слоя, нанесенного в полевых условиях. Результаты контроля оформляются документально по ВСН 012-88, ГОСТ Р 51164-98.

					Технологическая часть	Лист
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата		81

6. Автоматика и телемеханика

6.1. Объекты автоматизации

Объектом автоматизации и телемеханизации является:

- площадка кранового узла Ду 1000 № 383-1, 383.12.0.

Объем автоматизации узла запуска предусматривает:

- замер давления газа до и после кранов на стояках отбора – по месту;
- краны №№ 383-1.1, 383-1.2, 383-1.3, 383.12.0, 383.12.1 управляются по месту и дистанционно из операционной узла запуска с пульта ПАУК-16К;

Трубные проводки КИП испытываются совместно с технологическим оборудованием в соответствии со СНиП 3.05.05-84.

6.2. Приборы и средства автоматизации

Для осуществления контроля и регулирования технологических параметров, автоматического управления устройствами в проекте предусматриваются контрольно-измерительные приборы и аппаратура.

Для реализации задач контроля и автоматизации применяются средства КИПиА, выпускающиеся отечественной промышленностью, имеющие разрешение Госгортехнадзора России и включенные в Госреестр РФ.

Для сигнализации отклонения технологических параметров от нормы применяются приборы электрической ветви во взрывозащищенном исполнении, соответствующему классу помещения и категории взрывоопасной смеси.

Местный контроль температуры осуществляется техническими термометрами, давления – показывающими манометрами МП-3У.

Местные приборы, датчики и регулирующие органы устанавливаются на аппаратах и технологических трубопроводах.

Электрические проводки выполняются контрольными кабелями с медными жилами по ГОСТ 1508-78* и прокладываются по эстакадам, в защитных трубах и коробах, по конструкциям и технологическому оборудованию, бронированными кабелями в земле.

Трубные проводки выполняются стальными трубами по ГОСТ 8734-75* и ГОСТ 3262-75* и прокладываются по конструкциям и технологическому оборудованию.

Томский политехнический университет				«Капитальный ремонт участка (372-383) магистрального газопровода «Нижевартовский газоперерабатывающий завод – Парабель»»			
	Ф.И.О.	Подпись	Дата	Автоматика и телемеханика	Лист	Листов	
Разработал	Николаев В.В.				82	118	
Консультант					Кафедра транспорта и хранения нефти и газа, группа 3-2Б21		
Руководитель	Веревкин А.В.						
Зав.кафедрой	Бурков П.В.						

Монтаж аппаратуры выполнить в соответствии с инструкциями по эксплуатации соответствующих приборов и устройств, руководствуясь следующими нормативными документами:

- строительными нормами и правилами «Электротехнические устройства» СНиП 3.05.06-85
- инструкции по проектированию ВСН 205-84/ММСС СССР;
- «Требованиям к выполнению электроустановок систем автоматизации во взрывоопасных зонах» РМ4-223-89;
- «Устройством сетей заземления в системах автоматизации технологических процессов. РМ4-249-91».

6.3. Периметрально-охранная сигнализация

По периметру площадки предусматривается охранная сигнализация, которая осуществляется путем создания зоны обнаружения шириной не более 5 м, радиоволновым линейным извещателем «Радий-2/1» ЗАО «Фирма ЮМИРС» г.Пенза. В случае пересечения охраняемой зоны, вскрытии блоков извещателя и приемника, при исчезновении напряжения питания приборов сигнал тревоги подается на САУ крановой площадки. Световая и звуковая сигнализация с САУ передается на «Лигард-Сигнал», который устанавливается на наружной стене блока телемеханики.

Питание приборов охранной сигнализации осуществляется напряжением ~220 В от вольтопередающей ЛЭП и как резервное питание от аккумуляторных батарей, т.е. обеспечивается I категория электроснабжения.

Сети сигнализации выполняются кабелями типа КММ; КВВГ; КВБбШв прокладываемых по конструкциям, по ограждению на высоте 2,0 м.

При пересечении кабельной трассы ворот кабели прокладываются в траншее в асбестоцементных трубах. Питание приборов «Радий-2/1» осуществляется от резервного источника питания напряжением 24В. Блоки «Радий-2/1» устанавливаются на опорах из стальных труб, устанавливаемых по углам периметра площадок.

6.4. Телемеханизация

Проект разработан в соответствии с действующими «Основными положениями по автоматизации, телемеханизации и автоматизированным системам управления технологическими процессами транспортировки газа» РАО «Газпром» г.Москва, 1995 г.

САУ предназначена для выполнения следующих функций:

- сбора аналоговых сигналов – сигналов ТИ, снимаемых с датчиков и преобразователей, имеющих унифицированные выходы;
- сбора дискретных сигналов – сигналов состояния ТС;
- сбора дискретных сигналов о состоянии кранов;

					Автоматика и телемеханика	Лист
						83
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата		

-сбора информации об исправности цепей управления соленоидами запорной арматуры;

-отображение собранной информации на встроенном ЖК-индикаторе в виде таблиц и сообщений;

-передача для отображения всей вышеперечисленной собранной и обработанной информации на подключаемом переносном пульте контроля и управления «Паук-16К»; -передачи по запросу всей вышеперечисленной собранной и обработанной информации по уплотненному каналу связи на систему верхнего уровня;

-выдача дискретных сигналов ТУ на исполнительные устройства, в том числе сигналов ТУ для управления кранами по команде оператора пульта, а также по команде от системы верхнего уровня;

-выдачи дискретных сигналов ТУ на исполнительные устройства по заранее заданным алгоритмам на основании измерения аналоговых и регистрации дискретных сигналов.

Конструктивно оборудование САУ размещено в металлическом шкафу, который располагается в отапливаемом блок-боксе стандартной комплектации. Для связи САУ с верхним уровнем САУ ГПА и САУ КС «Парабель» (Диспетчерская КС «Парабель») используется связь по интерфейсу RS 232.

Выносной пульты контроля и сигнализации УДСК 4604 устанавливается в диспетчерской КС «Парабель».

Управление кранами № №№ 383-1.1, 383-1.2, 383-1.3, 383.12.0, 383.12.1 осуществляется с САУ ГПА и САУ КС «Парабель». Проектом предусмотрен следующий объем телемеханизации:

в) по крановым площадкам № 383, 383.12.0:

- телеизмерение ТИ давления до и после крана № 383, 383.12.0

- телеизмерение ТИ температуры до крана № 383;

- телеуправление кранами ТУ № 383-1.1, 383-1.2, 383-1.3, 383.12.0, 383.12.1;

- телесигнализация состояния кранов ТС № 383-1.1, 383-1.2, 383-1.3, 383.12.0, 383.12.1– открыт-закрыт;

- телесигнализация ТС обобщенной аварии, низкой температуры воздуха в операторной (блок-бокс), открытой двери, проникновения через охранную зону площадки, прохождения очистного устройства через контрольную точку.

					Автоматика и телемеханика	Лист
						84
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата		

7. Социальная ответственность.

7.1. Мероприятия по охране труда и технике безопасности

Капитальный ремонт участка магистрального газопровода должен быть выполнен с соблюдением требований по охране труда и технике безопасности следующих нормативных документов:

- "Правил техники безопасности при строительстве магистральных стальных трубопроводов";
- ВСН 51-1-80 "Инструкция по производству работ в охранной зоне магистральных трубопроводов Мингазпрома";
- "Правил охраны магистральных трубопроводов", Госгортехнадзора России, 1992г;
- ВСН 159-83 "Инструкция по безопасному введению работ в охранных зонах действующих коммуникаций";
- СНиП III-4-80* "Техника безопасности в строительстве";
- СНиП 12-03-99 Безопасность труда в строительстве. Часть 1. Общие требования;
- РД 102-011-89 Охрана труда в строительстве;
- "Типовой инструкции по безопасному ведению огневых работ на газовых объектах" Мингазпрома СССР;
- "Правил техники безопасности по видам проводимых работ".
- СНиП 12-04-2002. Безопасность труда в строительстве. Часть 2. Строительное производство;
- "Правила техники безопасности при строительстве магистральных стальных трубопроводов", утв. 11.08.1981 г Миннефтегазстрой;
- ППБ 01-93** "Правила пожарной безопасности в Российской Федерации";
- СНиП 12-03-2001. "Безопасность труда в строительстве. Часть 1. Общие требования",
- ПБ 10-382-00 "Правила устройства и безопасной эксплуатации грузоподъемных кранов";
- ПБ 10-157-97 "Правила устройства и безопасной эксплуатации кранов-трубоукладчиков";
- "Правила техники безопасности при строительных и монтажных работах на действующих и вблизи действующих ЛЭП" и других нормативных документах;
- «Правила устройства электроустановок;
- «Правила эксплуатации злектроустановок потребителя»

Общее руководство, организация обучения работающих, контроль за выполнением требований безопасных приемов труда в строительном-монтажных организациях возлагается на руководителя (главного инженера) организации, а в линейных подразделениях на руководителя подразделения (начальника участка, прораба, начальника колонны, мастера, бригадира).

Линейные инженерно-технические работники (прорабы, мастера, механики и другие) по списку должностей, утвержденному руководством организации, периодически

Томский политехнический университет				«Капитальный ремонт участка (372-383) магистрального газопровода «Нижевартовский газоперерабатывающий завод – Парабель»»		
	Ф.И.О.	Подпись	Дата	Социальная ответственность	Лист	Листов
Разработал	Николаев В.В.				85	118
Консультант						
Руководитель	Веревкин В.В.					
Зав.кафедрой	Бурков П.В.					
					Кафедра транспорта и хранения нефти и газа, группа 3-2Б21	

ски, не реже одного раза в год проходят проверку знаний по технике безопасности и производственной санитарии с учетом характера выполняемых работ.

Проверка знаний осуществляется комиссией, назначенной руководителем строительно-монтажной организации, под руководством инженера и оформляется протоколом проверки знаний с выдачей соответствующих удостоверений.

Рабочих, входящих в состав комплексных бригад, обучают безопасным методам труда в полном объеме по их основной и совмещаемым профессиям.

Перед допуском к работе вновь зачисленных в штат организации рабочих, а также в процессе выполнения ими работ руководители организаций обязаны обеспечить обучение и проведение инструктажа по безопасности труда в соответствии с требованиями ОСТ 102-78-83 ССБТ "Организация обучения рабочих безопасности труда".

По характеру, видам и времени проведения инструктаж работающих подразделяют на: вводный, первичный на рабочем месте, повторный, внеплановый и текущий.

Вводный инструктаж проводит инженер по технике безопасности или лицо, на которое возложены эти обязанности.

Остальные виды инструктажей проводит непосредственный руководитель работ (прораб, мастер, начальник колонны).

О проведении вводного инструктажа и проверке знаний делают запись в журнале регистрации вводного инструктажа (личной карточке инструктажа с обязательной подписью инструктируемого и инструктирующего).

Первичный инструктаж на рабочем месте проводят со всеми вновь принятыми на предприятие (в организацию), переводимыми из одного подразделения в другое работниками, выполняющими новую для них работу также со строителями при выполнении строительно-монтажных работ на территории действующего предприятия.

Повторный инструктаж проходят все работающие, независимо с квалификации, образования и стажа работы не реже чем через три месяца (квартал).

Внеплановый инструктаж проводят при:

- изменений правил (инструкций) по технике безопасности;
- изменения технологического процесса, замене или модернизированного оборудования, приспособлений и инструмента, исходного из материалов и других факторов, влияющих на безопасность труда, которые могут привести или привели к травме, аварии, взрыву или пожару;
- перерывах в работе для работ, к которым предъявляются дополнительные требования безопасности труда, более чем на 30 календарных дней (для остальных работ - 60 дней).

Целевой инструктаж проводят с работниками перед производством работ на которые оформляется наряд-допуск на специальные работы.

Проведение текущего инструктажа фиксируют в наряде-допуске производство работ.

Руководители строительно-монтажных организаций обязаны обеспечить рабочих, ИТР и служащих спецодеждой, спецобувью и другими средств индивидуальной защиты в соответствии с типовыми отраслевыми нормами.

В местах проведения работ должны быть определены места для размещения аптечек с медикаментами, носилок, фиксирующих шин и других средств для оказания первой помощи пострадавшим. В каждой бригаде должен быть ответственный за состояние аптечки, умеющий оказать первую помощь пострадавшим.

Рабочие и ИТР, занятые на работах с вредными и опасными условиями труда, должны проходить медицинский осмотр в сроки, установлен Минздравом РФ.

Администрация генподрядной организации должна своевременно оповещать все свои подразделения и субподрядные организации о переменах погоды и надвигающихся

					Социальная ответственность	Лист
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата		86

стихийных бедствий (пурга, ураган ветер, снегопад, сель, наводнение, гроза и т.п.)

При производстве строительного-монтажных работ необходимо соблюдать технологическую последовательность производственных операций так, что предыдущая операция не являлась источником производственной опасности выполнении последующих.

Применяемые при производстве строительного-монтажных работ машины, оборудование и технологическая оснастка по своим техническим характеристикам должна соответствовать условиям безопасного выполнения работ.

Строительная площадка, участки работ, рабочие места, проезды и проходы к ним в темное время суток должны быть освещены в соответствии с "Инструкцией по проектированию электрического освещения строительных площадок". Освещенность должна быть равномерной, без слепящего действия осветительных приспособлений на работающих.

Расположение на строительной площадке постоянных и временных сооружений, механизированных установок, складов, сетей энергоснабжения должно соответствовать строительному генплану.

Территория строительной площадки должна быть спланирована так, чтобы общий сток поверхностных вод осуществлялся за счет соответствующих уклонов и устройства водоотводных канав. Застой воды на строительной площадке, подъездных дорогах и в траншеях не допускается.

Пожарная безопасность на строительной площадке, участках работ и рабочих местах должна обеспечиваться в соответствии с требованиями "Правил пожарной безопасности при производстве строительного-монтажных работ" и "Правил пожарной безопасности для предприятий и организаций газовой промышленности" ВППБ 01-04-98. Электробезопасность должна обеспечиваться в соответствии с требованиями ГОСТ 12.1.013-78.

Генподрядчик обязан своевременно обеспечить субподрядчика надлежащей документацией и сдать по акту разбивку трассы.

Генподрядчик и субподрядчик должны совместно разработать график выполнения совмещенных работ, учитывая безопасность их производства. Субподрядчик обязан обеспечить выполнение всех требований по технике безопасности и производственной санитарии на работах, проводимых им по подрячному договору.

Административно-технический персонал организаций за невыполнение обязанностей по соблюдению требований охраны труда несет дисциплинарную, административную и уголовную ответственности в установленном законом порядке.

7.2. Мероприятия по сохранности действующих магистральных трубопроводов

Проведение работ по капитальному ремонту газопровода будет проводиться:

- на участках км 372 ÷ км 383 – в охранной зоне магистрального газопровода НГПЗ – Парабель (2 нитка);
- на участках км 372 ÷ км 374,1; км 382 ÷ км 382,1 – в охранной зоне магистрального нефтепровода Александровское – Анжеро-Судженск;

Подготовка и проведение работ в охранных зонах регламентируется ведомственными строительными нормами:

- ВСН 51-1-80 «Инструкция по производству строительных работ в охранных зонах магистральных трубопроводов Министерства газовой промышленности» - в охран

					Социальная ответственность	Лист
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата		87

- ной зоне магистрального газопровода;
- ВСН 31-81 «Инструкция по производству строительных работ в охранных зонах магистральных трубопроводов Министерства нефтяной промышленности» - в охранной зоне магистрального нефтепровода;

До начала проведения строительно-монтажных работ подрядной организации совместно с организациями, осуществляющими эксплуатацию трубопроводов (газопровода – Парабельской промплощадкой Томского ЛПУ МГ ООО «Томсктрансгаз», нефтепровода – ЛПДС «Парабель» ОАО «ЦЕНТРСИБНЕФТЕПРОВОД») необходимо обозначить трассы магистрального газопровода и магистрального нефтепровода и их сооружений в границах зоны производства работ опознавательными знаками (со щитами с надписями-указателями) высотой 1,5÷2,0 м с указанием фактической глубины заложения. Знаки должны быть установлены на прямых участках в пределах видимости, но не более чем через 500 метров, на всех углах поворота трассы, в местах пересечения с коммуникациями, на границах разработки грунта вручную.

По результатам уточнения местоположения действующих трубопроводов и их сооружений, а также с учетом их технического состояния должен быть составлен акт с участием подрядной и эксплуатирующей трубопровод организации. К акту должен быть приложен ситуационный план (схема) трассы с указанием местонахождения и глубины заложения действующего трубопровода,

сооружений, а также демонтируемого и стоящегося газопровода, с указанием характеристик, привязок трубопроводов, сооружений, вырытых шурфов и установленных знаков.

Производство работ в охранных зонах магистрального газопровода и магистрального нефтепровода осуществляется только после получения письменного разрешения на производство работ, выдаваемое эксплуатирующей организацией по формам установленным ВСН 51-1-80 для магистрального газопровода и ВСН 31-81 – для магистрального нефтепровода.

Для получения письменного разрешения на производство работ в охранной зоне магистрального трубопровода подрядная организация обязана не позднее, чем за 5 суток до начала работ вызвать на место строительства представителя эксплуатирующей организации для установления (по технической документации, приборами-искателями и шурфованием) точного местонахождения трубопровода, определения его технического состояния, взаимоположения с сооружениями строящегося газопровода.

В случае обнаружения утечек продукта, силами и средствами эксплуатирующей трубопровод организации должны быть проведены необходимые ремонтные работы.

До осуществления строительства в охранных зонах генподрядная организация с участием субподрядных организаций должна разработать и согласовать с эксплуатирующими организациями мероприятия, обеспечивающие безопасное ведение работ и сохранность действующих трубопроводов и их сооружений.

В мероприятиях должны быть предусмотрены:

- порядок производства работ в охранной зоне;
- места переезда строительных машин и транспорта через действующие трубопроводы, оборудование переездов;
- меры, предупреждающие просадку трубопровода при разработке грунта в непосредственной близости от действующего трубопровода;
- меры предосторожности, обеспечивающие безопасное ведение работ (снижение давления в действующем трубопроводе, выбор способа работ и др.);
- схема организации связи с участком производства работ.

Для выполнения земляных работ в охранных зонах магистральных трубопроводов (с применением механизмов) руководитель работ обязан выдать машинисту землерой

					Социальная ответственность	Лист
						88
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата		

ного механизма наряд-допуск, определяющий безопасные условия ведения этих работ.

Перед началом работ приказом по организации, проводящей строительные работы, из числа инженерно-технических работников должно быть назначено лицо, ответственное за производство работ (руководитель работ).

Весь персонал, занятый на производстве строительно-монтажных и других работ в охранной зоне трубопровода, должен быть проинструктирован по методам и последовательности безопасного ведения работ, ознакомлен с местонахождением трубопроводов и их сооружений, их обозначением на местности.

Земляные работы в полосе, ограниченной расстоянием 2 м по обе стороны от трубопровода, должны производиться вручную в присутствии представителя эксплуатирующей организации.

При проведении земляных работ в охранных зонах (в том числе при строительстве коммуникаций параллельно действующим трубопроводам) отвал грунта на действующий трубопровод не допускается.

Работы по строительству газопровода на пересечениях с действующим нефтепроводом и газопроводом (вскрытие действующего трубопровода, укладка, засыпка) должны выполняться под наблюдением представителя эксплуатирующей организации.

При обнаружении на месте производства работ подземных коммуникаций и сооружений, не указанных в проектной документации, строительные работы должны быть приостановлены, приняты меры по обеспечению сохранности этих сооружений и коммуникаций, установлению их принадлежности, вызову представителя эксплуатирующей организации на место проведения работ.

Валка леса в охранных зонах трубопроводов должна производиться с обеспечением сохранности надземных сооружений трубопровода, свободного вдольтрассового проезда и подъезда к нему на любом участке и не допускать загромождения трассы трубопровода поваленными деревьями, кустарниками, порубочными остатками.

В случае повреждения трубопровода или обнаружения утечки продукта из него в процессе производства строительных работ весь персонал и технические средства должны быть немедленно отведены за пределы минимально безопасных расстояний, и эксплуатирующая организация извещена о повреждении (утечке).

До прибытия аварийно-восстановительной бригады эксплуатирующей организации руководитель строительных работ должен принять меры по обеспечению охраны аварийного участка для предупреждения доступа в опасную зону посторонних лиц и транспортных средств, а по её прибытии – принять участие в быстрой ликвидации аварии, включая выделение рабочей силы и механизмов.

При производстве работ в охранных зонах механизированные колонны, трубосварочные и другие базы, стеллажи, стоянки механизмов и машин, склады горюче-смазочных материалов, строительных материалов, оборудования, жилые городки и др. должны размещаться за пределами минимальных расстояний от оси действующих магистральных трубопроводов до городов, установленные СНиП 2.05.06-85* (не менее 250 м – от газопровода: не менее 200 м – от нефтепровода).

					Социальная ответственность	Лист
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата		89

7.3. Пожарная безопасность

Организационно-технические мероприятия по капитальному ремонту газопровода должны выполняться с соблюдением следующих нормативных документов:

- ППБ-01-03 «Правила пожарной безопасности в Российской Федерации»;
- ВППБ-01-04-98 «Правила пожарной безопасности для предприятий и организаций газовой промышленности»;
- ВППБ-01-05-99 «Правила пожарной безопасности при эксплуатации магистральных нефтепроводов»;
- «Правила пожарной безопасности в лесах Российской Федерации» (с изм. на 27.12.1994 г.);
- ГОСТ 12.1.004-91 «Пожарная безопасность. Общие требования».

Ответственность за пожарную безопасность на участке проведения работ возлагается на начальника участка, который наряду с выполнением общих требований пожарной безопасности, обязан:

- обеспечить обучение рабочих специфическим требованиям пожарной безопасности на их рабочих местах;
- обеспечить исправность и готовность пожарной техники и средств пожаротушения, находящихся на участке;
- обеспечить наличие, исправность, проверку средств связи;
- обеспечить исправность состояния дорог, проездов и путей следования пожарной техники на участке;
- обеспечить немедленный вызов пожарных подразделений в случае пожара или опасности его возникновения при аварии;
- руководить подготовкой и действиями персонала участка при возникновении пожара.

Ответственность за соблюдение установленных противопожарных мероприятий на каждом рабочем месте возлагается на непосредственных исполнителей работ.

На участке проведения строительно-монтажных работ должна быть инструкция «Меры пожарной безопасности...» и «План ликвидации аварий ...», разработанные с учетом конкретных условий проведения работ.

Производственная бригада на объекте проведения работ должна иметь следующие средства пожаротушения:

- пожарную автоцистерну объемом не менее 2000 л, заполненную 5÷6% раствором пенообразователя;
- асбестовое полотно размером 2 м х 2 м;
- огнетушители ОПУ-10 или ОУ-6;
- лопаты, топоры, ломы, ведра.

Инструкция по пожарной безопасности на участке проведения работ должна предусматривать:

- требования пожарной безопасности при пребывании работников на территории объекта;
- места и порядок содержания средств пожаротушения, пожарной сигнализации и связи;
- порядок подготовки, организации и проведения огнеопасных работ;
- порядок допуска и правила движения транспорта на территории объекта;
- требования к содержанию дорог, территории, площадок;
- обязанности персонала при возникновении пожара, порядок вызова пожарной

команды, остановки и отключения оборудования;

					Социальная ответственность	Лист
						90
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата		

-
- порядок уборки и очистки мест пролива горючих жидкостей, сбора, хранения и удаления обтирочных материалов, хранения спецодежды;
- обязательные работы по окончании рабочего дня – уборка территории, отключение электроэнергии, складирования материалов и др.

В связи с тем, что трасса газопровода пересекает обширные лесные массивы, подрядная организация должна разработать план противопожарных мероприятий при выполнении строительных работ в лесах и согласовать его с лесхозами.

					Социальная ответственность	Лист
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата		91

8. Охрана окружающей среды

8.1. Мероприятия по охране окружающей среды при проведении основных видов работ

Ширина полосы отвода на время строительства магистрального трубопровода определена проектом производства работ, в соответствии с нормами отвода земли для магистральных трубопроводов. При расчистке строительной полосы будет обеспечиваться ликвидация древесных и порубочных остатков, складирование верхнего (гумусного) слоя почвы для последующего его использования при рекультивации. До начала строительства будут выполняться следующие работы:

- Разбивка и закрепление на местности оси трассы и полосы отвода;
- Расчистка трассы от леса и кустарника;
- Снятие плодородного слоя;
- Планировка полосы отвода;
- Разработка траншеи.

На пашнях и выгонах будет исключено расположение пунктов заправки и технического обслуживания.

Предоставленные во временное пользование земельные участки после окончания кап. ремонта восстанавливаются под те же виды угодий, какими они были до нарушения путем выполнения технической рекультивации.

Линейный поток организации будет выполнять техническую рекультивацию в следующей последовательности:

снятие плодородного слоя экскаваторами и бульдозерами с полосы рекультивации и его перемещения во временный отвал в границах полосы отвода.

строительство трубопровода и обратная засыпка траншей минеральным грунтом.

обратное перемещение плодородной почвы из временного отвала с разравниваем в полосе рекультивации.

Снятие-восстановление плодородного слоя будет проводиться в период, когда грунт находится в не мерзлом состоянии. При снятии, хранении и возвращении плодородного слоя почвы не допускается смешивание его с подстилающими грунтами, а также его размыв и выдувание. После окончания строительных работ по прокладке газопровода и обратной засыпке траншеи будет произведена рекультивация земель, ликвидированы пятна загрязнений почвенного покрова горюче-смазочными материалами и другими отходами, с вывозом загрязненного грунта на организованную свалку и обязательной заменой качественным грунтом. По всем пересекаемым трассой газопровода водотокам и другим водным объектам будут назначены водоохранные зоны и прибрежные полосы, в которых будет установлен особый режим хозяйственной и иной деятельности. Ширина водоохранных зон и прибрежных полос устанавливается в зависимости от водности (протяженности) пересекаемых водных объектов. В водоохраной и прибрежных зонах запрещается:

Томский политехнический университет				«Капитальный ремонт участка (372-383) магистрального газопровода «Нижевартовский газоперерабатывающий завод – Парабель»»			
	Ф.И.О.	Подпись	Дата	Охрана окружающей среды	Лист	Листов	
Разработал	Николаев В.В.				92	118	
Консультант							
Руководитель	Веревкин А.В.				Кафедра транспорта и хранения нефти и газа, группа 3-2Б21		
Зав.кафедрой	Бурков П.В.						

- строительство городков, стоянок индивидуального транспорта, отходов производства, свалок мусора, выгребов;
- заправка топливом, мойка и ремонт строительной техники;
- размещение карьеров грунта.

При устройстве временных переездов через водотоки для предотвращения размыва земельного полотна и нарушения водного режима будут сооружены водопропуски. Для закрепления поверхности естественного рельефа, подвергшегося воздействию со стороны тяжелой техники, предусматриваются следующие мероприятия:

- защита почвенного покрова от эрозии, включающая работы по организации стока поверхностных вод в местах пересечения оврагов и логов, устройству глиняных и каменных перемычек в траншеях на крутых склонах, устройству нагорных канав;
- полное восстановление до первоначального профиля коренных и русловых берегов, подвергшихся подрезке и перепланировке, путем послойного уплотнения и закрепления поверхности посевом трав быстрой всхожести;

Производство работ, движение машин и механизмов, складирование и хранение материалов разрешается только в местах, установленных проектом производства работ.

По окончании строительства трубопроводов разборка временных мостов и переездов, в целях избегания под ними завалов, и обеспечение беспрепятственного прохода рыб.

Для уменьшения загрязнения земель отходами стройплощадка оснащается мусоросборниками для сбора строительных отходов, мусора, отдельно собираются отходы, загрязненные нефтепродуктами.

Отходы изоляции, сбор и утилизацию производить согласно проекта. Вывоз изоляции производить ежедневно на полигон для утилизации. Полигон для утилизации отходов определяется проектом.

После окончания комплекса работ по сооружению линейной части других внеплощадочных сооружений по всей строительной полосе до возвращения на место удаленного плодородного грунта производится:

- удаление из ее пределов всех временных устройств и сооружений;
- проверка заказчиком совместно с инспектором по использованию и охране земель готовности поверхности к нанесению плодородного слоя почвы и надлежащего качества этой почвы с оформлением соответствующего акта.

По окончании рекультивации земельные участки, отводившиеся во временное пользование, возвращают прежним землепользователям в состоянии, пригодном для хозяйственного использования по их назначению.

Передача восстановленных земель оформляется актом в установленном порядке, при участии представителей землепользователей, строительной организации, местных сельскохозяйственных органов, осуществляющих контроль за использованием земель.

Для забора воды под гидроиспытания будут построены временные водозаборные сооружения берегового типа, оборудованные решетками и мелкими сетками, препятствующими засасыванию рыбы.

Загрязненная вода после гидроиспытаний будет сливаться в специально строящиеся земляные амбары–отстойники. Амбар для сброса воды после гидроиспытания так же имеет противоточный экран виде глиняного замка и при сливе воды на дно амбара укладывается ж/б плита для гашения напора струи и предотвращения размыва дна амбара. После отстоя вода частично испаряется из амбара, а частично сбрасывается на рельеф. Оставшиеся на дне амбара взвешенные частицы амбара относятся к нетоксичным и остаются на дне амбара. Амбары засыпаются грунтом, вынутым при их сооружении. Производится планировка поверхности с несением плодородного слоя почвы.

					Охрана окружающей среды	Лист
						93
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата		

Для защиты от загрязнений подземных и поверхностных вод, а также для защиты земель при производстве работ предусмотрены следующие мероприятия:

- заправка строительной техники топливом производится при помощи специальных топливозаправщиков на оборудованной заправочной площадке с водонепроницаемым покрытием;
- двигатели дорожных машин и механизмов должны быть отрегулированы на экономное сжигание топлива при заправке техники. В месте заправки необходимо иметь запас песка и металлический поддон.
- автотранспорт управляется на стационарной АЗС.

8.2. Мероприятия по охране растительного и животного мира

Для снижения негативного воздействия строительства газопровода на растительный и животный мир будет предусмотрено:

- строгое соблюдение разработанных и согласованных с местными органами транспортных схем и маршрутов движения транспорта;
- проведение противопожарных мероприятий;
- обязательное соблюдение границ территорий, отведенных в постоянное или временное пользование для осуществления строительства;
- соблюдение требований органов государственного надзора и заинтересованных организаций, полученных на стадии предварительного согласования.

8.3. Мероприятия по охране и рациональному использованию водных ресурсов

Реализация предусмотренных проектных решений при строительстве и демонтаже газопроводов окажет следующее влияние на состояние водных ресурсов:

- пересечение трубопроводом реки Огуркина и озера Щучье на км 375.
- временное нарушение береговых склонов пересекаемых водотоков,
- временное нарушение русла, поймы и площади водоохранной зоны пересекаемых водотоков.

При строительстве переходов через водные преграды разработка траншеи будет производиться КСУ и экскаватором-драглайном, а засыпка – экскаватором и бульдозером. Заглубление трубопровода в дно рек принято не менее 1,0 м от естественных отметок дна водоемов до верха забалластированного газопровода и не менее 0,5 м от линии размыва. Засыпка производится сразу после укладки. Засыпка подводной траншеи с уложенным трубопроводом выполняется до установившихся отметок русла. Своевременная и качественная засыпка траншей будет способствовать быстрому восстановлению русла водотока и не приведет к нарушению его гидрологического режима.

Земляные работы заключаются в извлечении, перемещении грунтовых масс из реки на берег и обратное перемещение, что оказывает негативное влияние на водоем, выражающееся в уничтожении донного биоактивного слоя и образовании дополнительной мутности при перемещении грунта в толще воды.

Для уменьшения негативного влияния строительства на рыбные ресурсы выполнение земляных работ предусматривается во внерестовый период; отвал грунта при разработке траншей осуществлять во временный отвал на берегу.

В целях компенсации ущерба, наносимого земляными работами рыбному хозяйству,

					Охрана окружающей среды	Лист
						94
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата		

предусматривается определение его в денежном выражении.

Компенсационные ущербы отрицательного воздействия на рыбные ресурсы приведены в рыбохозяйственном разделе проекта.

Проектом выполняются требования «Водного кодекса Российской Федерации» и «Положения о водоохранных зонах водных объектов и их прибрежных защитных полосах», утвержденным Постановлением Правительства Российской Федерации № 1404 от 23 ноября 1996 г, исключающие загрязнение, засорение и истощение водных объектов при производстве строительно-монтажных работ на территории водоохранных зон и на пойме. Водоохранная зона и прибрежная защитная полоса для реки Огуркина и оз. Щучье принимается равной соответственно 200 м.

Площадь отвода под строительство на землях водного фонда составляет:

- 0,64 га – по реке Огуркина и оз. Щучье;

Принятые инженерно-технические решения направлены на минимизацию отрицательных воздействий на водные ресурсы:

- полная герметизация транспорта газа;
- комплексная автоматизация технологического процесса;
- 100% контроль сварных стыков методом радиографирования;
- защита трубопроводов и оборудования от почвенной коррозии антикоррозийной изоляцией усиленного типа и электрохимзащитой;
- испытание трубопроводов на прочность и герметичность,
- водозабор размещен за пределами нерестилищ, зимовальных ям, участков интенсивной миграции и большой концентрации личинок и молоди рыб, заповедных зон,
- для снижения воздействия строительной техники на почвенно-растительный покров, строительные работы предусмотрены в зимний период,
- засыпка береговых траншей с превышением над уровнем поверхности земли для восстановления естественных отметок рельефа после естественного уплотнения грунта засыпки,
- выполнение работ по рекультивации на месте разработки береговых траншей.

Проектом на площади водоохранной зоны исключается:

- размещение стоянок строительной техники,
- заправка строительной техники ГСМ,
- ремонт, мойка строительной техники.

Заправка строительной техники ГСМ будет производиться при помощи автозаправщиков за пределами водоохранной зоны водотоков, с обязательным применением инвентарных металлических поддонов, на случай пролития ГСМ на землю.

На территории проведения гидроиспытаний подземные воды не загрязняются. Потребляемая и отводимая после гидроиспытаний вода не содержит загрязняющих веществ в недопустимых пределах (содержание веществ в воде, отводимой от гидроиспытаний, после пребывания в пруде-испарителе не превышает фоновых значений).

В связи с отсутствием поступления новых загрязнений в используемую исходную воду, при гидроиспытаниях контролю подлежат только содержание взвешенных веществ.

Качество воды, используемой для гидроиспытаний, определяется аттестованными лабораториями Заказчика или соответствующих Государственных органов надзора.

					Охрана окружающей среды	Лист
						95
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата		

9. Организационно-экономическая часть.

9.1 Сроки и продолжительность строительства. Объёмы работ

Нормативная продолжительность строительства объекта определена на основании СНиП 1.04.03-85* «Нормы продолжительности строительства и задела в строительстве предприятий, зданий и сооружений» (СНиП 1.04.03-85*. Раздел В § 7 п.1. Общие указания п.11).

1. Газопровод Ду 1000 протяженностью 11 км

Расчет производится методом линейной интерполяции.

$$1) \frac{12 - 10}{50 - 20} = 0,08$$

$$2) 11 - 9 = 2$$

$$3) T_n = 2 + 0,08 \times 2 = 4,16 \text{ месяцев.}$$

Продолжительность строительства газопровода Ду 1000 протяженностью 11 км составит

$$T_1 = T_n \times K_1 = 4,16 \times 1,2 = 5 \text{ месяцев}$$

где : K_1 - районный коэффициент

2. Демонтаж газопровода Ду 1000 протяженность 11 км.

Продолжительность строительства составит

$$T_2 = T_1 \times 0,5 = 5 \times 0,5 \approx 2,5 \text{ месяцев}$$

Общая продолжительность строительства составит 7,5 месяцев.

Строительство намечается осуществить в следующие сроки

Начало строительства - IV квартал 2006 г.

Окончание строительства - II квартал 2007 г (май).

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

Строительство объекта будет осуществлять на правах генподрядчика ЗАО «Газ-промстройинжиниринг».

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

Томский политехнический университет				«Капитальный ремонт участка (372-383) магистрального газопровода «Нижневартовский газоперерабатывающий завод – Парабель»»			
	Ф.И.О.	Подпись	Дата	Организационно-экономическая часть		Лист	Листов
Разработал	Николаев В.В.					96	118
Консультант						Кафедра транспорта и хранения нефти и газа, группа 3-2Б21	
Руководитель	Веревкин А.В.						
Зав.кафедрой	Бурков П.В.						

9.2 Методы производства работ

Строительство линейной части газопровода и сооружений на нём намечено осуществить комплексной линейной колонной в составе подразделений и бригад, выполняющих все виды строительного-монтажных работ при строительстве газопровода.

Обслуживание строительства линейной части газопровода будет обеспечиваться производственной базой подрядчика, а также временным притрассовым строительным хозяйством производственного и складского назначения (сварка труб в плети, гнутье кри-вых вставок, текущий ремонт и 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 летний и 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 11 км и устройство лежневых дорог шириной 8 м, общей протяженно-стью 1 км.

Производство работ по демонтажу газопровода на болотах осуществлять в зимнее время. Для ускорения промерзания болот производится очистка от снега в объёме 248 т.м³.

Разработка траншей в обычных условиях производится одноковшовым экскавато-ром, обратная засыпка бульдозером.

На переходах через водные преграды разработка траншей до глубины 1,0 преду-сматривается экскаватором-драглайном, на глубине свыше 1,0 м – канатно-скреперной установкой.

Засыпка траншей в русловой части предусмотрена экскаватором, на береговых участках – бульдозером.

Укладка газопровода в русловой части предусмотрена протаскиванием, на берего-вых участках – с бровки траншей.

Разработка и засыпка траншей на переходах через болота предусматривается экс-каватором со сланей.

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

Трубосварочную базу рекомендуется разместить в п. Бондарка. Сварка непово-ротных стыков на трассе осуществляется поточно-расчлененным методом непосредствен-но на трассе ручной электродуговой сваркой с применением самоходных сварочных уста-новок.

Сварка на заболоченных участках будет выполняться из одиночных труб.

Проектом предусматривается применение труб с заводской изоляцией.

Укладку трубопровода в подготовленную траншею следует производить трубо-укладчиками ТО-1224Е1, ТГ-126-01, 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.

					Организационно-экономическая часть	Лист
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата		97

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 ВСН 011-88.

Очистка внутренней поверхности газопровода на участке км 372 – км 383 предусмотрена промывкой.

Испытание газопровода на прочность и проверка на герметичность предусмотрена гидравлическим давлением.

Забор воды на нужды гидроиспытаний участка газопровода предусматривается из р. Васюган.

Заполнение полости трубопровода водой производится наполнительными агрегатами АН-501.

Для сброса воды используется пруд-испаритель (км 372).

Демонтаж существующего газопровода Ду 1000 протяженностью 11 км производится после подготовительных работ.

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

9.3. Потребность в строительных машинах и механизмах

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

Общее количество потребных машин и механизмов приведено в прилагаемой таблице № 1.

					Организационно-экономическая часть	Лист
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата		98

Таблица № 1

№№ п/п	Наименование	Тип или марка	Количество
1	2	3	4
1	Лесоповалочные машины	ЛП-19	1
2	Лесогрузки	ЛГ-73	1
3	Бензомоторные пилы	«Дружба»	3
4	Корчеватель	ДП-3	1
5	Трактор трелевочный	ТТ-4М	1
6	Бульдозер	мощн. 130	3
7	Автогрейдер	мощн. 180	1
8	Экскаватор одноковшовый	емк. 0,65	2
9	То же	емк. 1 м ³	1
10	Трактор	К-701	2
11	Трубоукладчики	ТО-1224Е1	2
12	То же	ТГ-126-01	4
13	То же	Д-355С-3	4
14	Компрессор низкого давления	КС-9	2
15	Трубосварочная база	ССТ ПАУ-1001	1
16	Передвижная электростанция	УСЭБ-100	1
17	Центраторы внутренние	ЦВ-121	1
18	Центраторы наружные	ЦЗ-91	3
19	Сварочные агрегаты	2-пост.	4
20	Сварочные выпрямители	ВДМ-1600	1
21	Наполнительный агрегат	АН-501	2
22	Наполнительно-опрессовочный агрегат	Азинмаш 32	1
23	Автокран	КС 4561	1
24	Гусеничный кран	РДК-250	1
25	Канатно-скреперная установка	емк. 0,75 м ²	1
26	Сваебойная установка	СП-49Б	1
27	Буровые установки (ямбуры)	ВМ-205В	1

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

					Организационно-экономическая часть	Лист
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата		99

9.4. Потребность в кадрах

Потребность строительства в рабочих кадрах и общее количество работающих на строительстве определены на основании объемов строительно-монтажных работ и планируемых годовых выработок на одного работающего на строительно-монтажных работах и вспомогательных производствах. Результаты расчета сведены в таблице № 2.

Таблица № 2

№№ п/п	Наименование	Количество (2006 г.)
1	2	3
1	Численность работающих на строительно-монтажных работах	73
2	Численность работающих в прочих хозяйствах	2
3	Всего	75
	В т.ч. рабочие	58
	ИТР, служащие, МОП	17

Покрытие потребности в рабочей силе осуществляется за счет перебазирования с других объектов.

Перевозка работающих от временного жилого поселка расположенного в Бондарке осуществляется вахтовым автобусом на расстояние до 12 км.

Материальные ресурсы и способы обеспечения ими.

9.5. Потребность в транспортных средствах

Станция приема и разгрузки труб – ст. Томск.

Расстояние возки труб автотранспортом от железнодорожной станции до ТСБ, расположенной в Бондарке составит 460 км. Расстояние от ТСБ до конца трассы 13 км.

Средневзвешенное расстояние развозки плетей по трассе составит:

$$L_{\text{ср1}} = \frac{\left(1,8 + \frac{13}{2}\right) \times 13 + \left(15 + \frac{1}{2}\right) \times 1 + \left(15 + \frac{10}{2}\right) \times 10 + \left(23 + \frac{12,5}{2}\right) \times 12,5}{11} = 12 \text{ км}$$

					Организационно-экономическая часть	Лист
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата		100

с учетом $K = 1,2$ на объезды $L_{ср1} = 13,4$ км.

Сварочные и изоляционные материалы доставляются автотранспортом из г. Томска на расстояние 460 км.

Демонтированные трубы диаметром 1020 мм вывозятся на площадку хранения труб в п. Бондарке.

Средневзвешенное расстояние составит 14 км.

Необходимый парк транспортных средств подсчитан исходя из годовой производительности и объёма грузоперевозок и приведен в таблице № 3.

Таблица № 3

№ п/п	Наименование транспортных средств	Тип, марка	Кол-во
1	2	3	4
1	Автомобили бортовые грузоподъёмностью 7,5 т	УРАЛ-4320	1
2	То же, грузоподъёмностью 5 т	ЗИЛ-131	1
3	Автомобили-самосвалы грузоподъёмностью 10т	КАМАЗ-55111	1
4	Трубовозы грузоподъёмностью 9 т	ПВ-92	1
5	Трубовозы грузоподъёмностью 30 т	ПВ-301	1
6	Лесовоз	КРАЗ-255 л1	1
7	Автомобиль-цистерна	АВВ-3,6	1
8	Автобус	-	3

Потребность строительства в воде и энергетических ресурсах подсчитана по расчетным нормативам (ЦНИИОМТП часть X М., 1978) на одну комплексную колонну по линейным объектам.

Результаты подсчетов приведены в таблице № 4.

					Организационно-экономическая часть	Лист
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата		101

Таблица № 4

№№ п/п	Наименование ресурсов	Ед. изм.	Потребное ко- личество
1	2	3	4
1	Потребная электрическая мощность	кВА	280
2	Сжатый воздух	м ³ /мин.	1967
3	Кислород	нм ³ /год	1190
4	Вода для производственно-технических, хозяйственных и гигиенических нужд	л/сек.	20

Обеспечение строительства сжатым воздухом осуществляется от передвижных компрессорных станций непосредственно у мест потребления. Кислород, необходимый для производства строительно-монтажных работ, доставляется в баллонах.

Электроснабжение на линейных работах осуществляется от передвижных электросварочных агрегатов, передвижных электростанций.

Вода для бытовых нужд - привозная в автоцистернах.

9.6. Временные здания и сооружения

Потребность строительства в складах определена по укрупненным показателям на 1 млн. руб. строительно-монтажных работ и приведена в таблице № 5.

Таблица № 5

№№ п/п	Наименование складских сооружений	Площадь, м ² (2006 г.)
1	2	3
1	Склад отапливаемый	280,8

					Организационно-экономическая часть	Лист
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата		102

2	Склад неотапливаемый	339,3
3	Навес	892,7
	Итого	1512,8

Потребная площадь конторских помещений, бытовых помещений определена по укрупненным показателям (таблица № 6).

Таблица № 6

№№ п/п	Наименование	Общая пло- щадь в м ² (2006 г.)
1	2	3
1. Здание санитарно-бытового назначения		
1	Гардеробная	177,6
2	Душевая	169,7
3	Умывальная	15,0
4	Сушилка	41,4
5	Столовая	105,1
6	Помещение для обогрева рабочих	20,7
7	Уборная	20,7
	Итого	550,2
II. Административного назначения		
1	Контора	240,0
2	Красный уголок	173,2
	Итого:	413,2
	Всего:	963,4
Изм Лист		№ докум
Подп.		Дата
Организационно-экономическая часть		Лист
		103

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

Временное проживание и санитарно-бытовое обслуживание работающих – в Бондарке.

Расчет финансовых потерь

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

- 1) Учитывая проектную производительность по МГ «НВГПЗ-Парабель» - **9,49** млрд. м³ в год при $R_{пр} = 5,5$ МПа, при снижении допустимого рабочего давления до **3,46** МПа фактическую производительность составит **6,194** млрд. м³ в год.
- 2) Разница в объеме перекачиваемого газа:
 $\Delta Q = 3,3$ млрд. м³ в год.
- 3) Принимая среднее расстояние транспорта газа равное $L = 144$ км, получаем товаро-транспортную работу по этому газопроводу
 $V = \Delta Q \times L = 3,3 \text{ млрд. м}^3 \times 144 \text{ км} = 474 \text{ млрд. м}^3 \times \text{км}.$
- 4) Учитывая, что тариф по транспорту газа, установленный Федеральной службой по тарифам в России составляет **1104** руб. за 1000 м³ на 100 км получаем реальные потери по «недопоставке» газа относительно проектной возможности

$$\Sigma = 474 \text{ млрд. м}^3 \times \text{км} \times 1104 \text{ руб. за тыс. м}^3 \text{ на } 100 \text{ км} = 474 \text{ 000 тыс. м}^3 \text{ км} \times 1104 \text{ руб. за тыс. м}^3 \text{ на } 100 \text{ км} = 523,984 \text{ млн. руб. в год.}$$

Учитывая, что примерная стоимость данного капитального ремонта будет составлять **350-410** млн. руб., то он окупит себя за 1,27 года, т.е. за 15 месяцев.

					Организационно-экономическая часть	Лист
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата		104

Заключение

В настоящей работе рассмотрен капитальный ремонт магистрального газопровода НГПЗ – ПарABELь (I нитка) на участке км 372 – км 383, 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.

Данная работа разработана в соответствии с нормами и правилами, действующими на территории Российской Федерации, и предусматривает экологическую, санитарно-гигиеническую, взрывную, пожарную и взрывопожарную безопасность при эксплуатации.

					Организационно-экономическая часть	Лист
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата		105

11. Литература

СНиП Ш-42-80. Магистральные трубопроводы. Правила производства и приемки работ/ Госстрой СССР. – М.: Стройиздат, 1981.

Методы контроля и измерений при защите подземных сооружений от коррозии / Н.П. Глазов и др.- М.: Недра, 1978.-215 с.

Капитальный ремонт магистральных трубопроводов / В.А. Березин, К.Е. Ращепкин и др.- М.: Недра, 1978.-364 с.

Изоляционные материалы и покрытия для нефтепроводов и резервуаров. Каталог / Журнал ЛКМ. – 1988.-192 с.

К.А. Забела, В.А. Красков, В.М. Москвич, А.Е. Сощенко. Безопасность пересечений трубопроводами водных преград / Под общей ред. К.А. Забелы.- М.: «Недра – Бизнесцентр», 2001.-195 с.

Безопасность России. Правовые социально-экономические и научно-технические аспекты. Безопасность трубопроводного транспорта. - М.: МГФ «Знание», 2002.-752 с.

П.И. Тугунов, В.Ф. Новоселов и др. Транспорт и хранение нефти и газа. - М.: Недра, 1975г.

В. Д. Белоусов В. А., Э.М. Блейхер и др. Трубопроводный транспорт нефти и газа. – М.: Недра, 1978.

Р.А. Алиев, В.Д. Белоусов и др. Трубопроводный транспорт нефти и газа. – М.: Недра, 1988.

Л.А. Бабин, П.Н. Григоренко, Е.Н. Ярыгин. Типовые расчеты при сооружении трубопроводов.- М.: Недра, 1995. – 246 с.

Временная типовая методика определения экономической эффективности осуществления природоохранных мероприятий и оценки экономического ущерба, причиняемого народному хозяйству загрязнением окружающей среды / АС. Быстров, В.В. Варанкин, М.А. Виленский и др. - М.: Экономика, 1986. - 96 с.

ГОСТ Р 51164-98. Трубопроводы стальные магистральные. Общие требования к защите от коррозии. - М.: Госстандарт России, 1998. - 42 с.

Инструкция по применению стальных труб в газовой и нефтяной промышленности. - М.: РАО «Газпром», 1996. - 68 с.

М.В. Лурье. Математическое моделирование процессов трубопроводного транспорта углеводородов. ГУБ Издательство «Нефть и газ» РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина, 2002.

Авторское свидетельство на изобретение № 1694698. «Устройство для измерения максимальной скорости коррозии магистральных трубопроводов», авторы: В.И. Хижняков и др.

Томский политехнический университет				«Капитальный ремонт участка (372-383) магистрального газопровода «Нижевартовский газоперерабатывающий завод – Парабель»»			
	Ф.И.О.	Подпись	Дата	Литература	Лист	Листов	
Разработал	Николаев В.В.				106	118	
Консультант					Кафедра транспорта и хранения нефти и газа, группа 3-2Б21		
Руководитель	Веревкин А.В.						
Зав.кафедрой	Бурков П.В.						

Законы Российской Федерации

1	Об охране окружающей среды	ГД ФС РФ от 20.12.2001	действие с 12.01.2002
2	Об экологической экспертизе	ГД ФС РФ от 19.07.1995	действие с 15.04.1998
3	О пожарной безопасности РФ	ГД ФС РФ от 18.11.1994	действие с 10.01.2003
4	О промышленной безопасности опасных промышленных объектов	ГД ФС РФ от 20.06.1997	действие с 10.01.2003

Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности. - М.: НПО ОБТ, 2001.- 258 с.

ГОСТ Р ИСО 14004-98. Системы управления окружающей средой. Руководство по принципам организации и методам обеспечения функционирования. - М.: ИПК Изд-во стандартов, 1999.-73 с.

Н.В. Крепша, Ю.Ф. Свиридов. Безопасность жизнедеятельности: Метод указания. Томск.- Изд. ТПУ, 2002.-35 с.

Литература по экономической части.

В.Ф. Дунаев, В.Д. Зубарева и др. Основы экономической деятельности предприятий нефтегазовой промышленности. М.: Нефть и газ, 1998.

Л.Г. Злотникова, Лопатина С.Г. Планирование на предприятиях нефтяной и газовой промышленности. Ч. 2. М.: Нефть и газ, 1997.

А.Ф. Андреев, А.Я. Волков и др. Техничко-экономическое проектирование в нефтяной и газовой промышленности. М.: РГУ нефть и газ, 2000.

В.Г. Дубинский, Н.В. Дубинская. Экономика нефтепроводного транспорта. М.: Недра, 1984.- 216 с.

Руководящие нормативные документы

- СНиП 2.05.06-85*. "Магистральные трубопроводы";
- СНиП III-42-80*. "Магистральные трубопроводы";
- СНиП 23-01-99. "Строительная климатология";
- СНиП 11-01-95." Инструкция о порядке разработки, согласования, утверждения и составе проектной документации на строительство предприятий, зданий и сооружений";
- СНиП III-4-80* "Техника безопасности в строительстве";
- СНиП 12-03-99 "Безопасность труда в строительстве". Часть 1. Общие требования;
- СНиП 3.02.01-87 "Земляные сооружения основания и фундамента»;
- ВСН 006-89. "Строительство магистральных и промысловых трубопроводов. Сварка". Миннефтегазстрой;
- ВСН 011-88."Строительство магистральных и промысловых трубопроводов. Очистка полости и испытание". Миннефтегазстрой;
- ВСН 008-88. "Строительство магистральных и промысловых трубопроводов. Противокоррозионная и тепловая изоляция ". Миннефтегазстрой;
- ВСН 179-85. "Инструкция по рекультивации земель при строительстве трубопроводов";
- ВСН 014-89."Строительство магистральных и промысловых трубопроводов. Охрана окружающей среды ". Миннефтегазстрой;
- ВСН 012-88 ч.1.2. "Строительство магистральных и промысловых трубопроводов.

					Литература	Лист
						108
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата		

Контроль качества и приёмка работ". Миннефтегазстрой;
ВСН 004-88. "Строительство магистральных и промысловых трубопроводов. Технология и организация". Миннефтегазстрой;

ВСН-51-1-80. "Инструкция по производству строительных работ в охранных зонах магистральных трубопроводов Министерства газовой промышленности";

ОНТП 51-1-85. Общесоюзные нормы технологического проектирования. Магистральные трубопроводы, с изменением 1997 г;

ВСН 51-1-97. "Правила производства работ при капитальном ремонте магистральных газопроводов". Газпром 1997 г.

"Инструкция по применению стальных труб в газовой и нефтяной промышленности". Москва 2000 г;

ГОСТ Р51164-98 "Трубопроводы стальные магистральные. Общие требования к защите от коррозии";

ВРД 39-1.10-006-2000*. "Правила технической эксплуатации магистральных газопроводов";

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», 2000.

"Правила безопасности при эксплуатации магистральных газопроводов". Мингазпром 1984г.;

"Правила техники безопасности при строительстве стальных магистральных трубопроводов";

"Правила охраны магистральных трубопроводов". 1992 г. М. Минтопэнерго;

"Правила устройства и безопасной эксплуатации грузоподъемных кранов" утв. Госгортехнадзором СССР;

"Правила устройств электроустановок";

"Свод Правил по сооружению магистральных газопроводов" СП Москва 1996г.

Правила техники безопасности при строительстве магистральных стальных трубопроводов.;

РД-102-011-89 "Охрана труда";

РД 08-183-92. «Порядок оформления и хранения документации, подтверждающий безопасность величины максимально разрешенного рабочего давления при эксплуатации объекта магистрального трубопровода, Утвержденного Постановлением Госгортехнадзора от 11.02.98 г»;

РД 558-97. "Руководящий документ по технологии сварки труб при производстве ремонтно-восстановительных работ на газопроводах". Москва 1997 г;

СП 111-34-96 "Очистка полости и испытание газопроводов";

СП 105-34-96 "Производство сварочных работ и контроль качества сварных соединений";

СП 104-34-96 "Производство земляных работ";

СП 109-34-97 "Свод правил по сооружению переходов под автомобильными и железными дорогами";

"Типовая инструкция по безопасному ведению огневых работ на газовых объектах Мингазпрома СССР";

Федеральный закон о газоснабжении в Российской Федерации.

					Литература	Лист
						108
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата		