

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»
 Кафедра Транспорта и хранения нефти и газа

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

Тема работы
Технология проведения капитального ремонта газопровода-отвода условным диаметром 350мм на переходе через железную дорогу

УДК 622.691.4.054-049.32

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-БЗ1Т	Судариков П.П.		

Руководитель

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Цимбалюк А.Ф.	Кандидат ф- м.н.		

КОНСУЛЬТАНТЫ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

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

По разделу «Социальная ответственность»

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

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

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

Планируемые результаты обучения по ООП

Код результата	Результат обучения (выпускник должен быть готов)	Требования ФГОС, критериев и/или заинтересованных сторон
В соответствии с общекультурными, общепрофессиональными и профессиональными компетенциями		
P1	Приобретение профессиональной эрудиции и широкого кругозора в области гуманитарных и естественных наук и использование их в профессиональной деятельности	Требования ФГОС ВО (ОК-1, ОК-2, ОК-3, ОК-4, ОК-5, ОК-7, ОК-8) (ЕАС-4.2а) (АВЕТ-3А)
P2	Уметь анализировать экологические последствия профессиональной деятельности в совокупности с правовыми, социальными и культурными аспектами и обеспечивать соблюдение безопасных условий труда	Требования ФГОС ВО (ОК-3, ОК-4, ОК-7, ОК-9) ПК-4, ПК-5, ПК-13, ПК-15.
P3	Уметь самостоятельно учиться и непрерывно повышать квалификацию в течение всего периода профессиональной деятельности	Требования ФГОС ВО (ОК-1, ОК-2, ОК-3, ОК-4, ОК-7, ОК-8, ОК-9) (АВЕТ-3i), ПК1, ПК-23, ОПК-6, ПК-23
P4	Грамотно решать профессиональные инженерные задачи с использованием современных образовательных и информационных технологий	Требования ФГОС ВО (ОПК-1, ОПК-2, ОПК-3, ОПК-4, ОПК-5, ОПК-6) (ЕАС-4.2d), (АВЕТ3e)
<i>в области производственно-технологической деятельности</i>		
P5	Управлять технологическими процессами, эксплуатировать и обслуживать оборудование нефтегазовых объектов	Требования ФГОС ВО (ПК-1, ПК-2, ПК-3, ПК-4, ПК-7, ПК-8, ПК-9, ПК-10, ПК-11, ПК-13, ПК-14, ПК-15)
P6	внедрять в практическую деятельность инновационные подходы для достижения конкретных результатов	Требования ФГОС ВО (ПК-1, ПК-5, ПК-6, ПК-10, ПК-12)
<i>в области организационно-управленческой деятельности</i>		
P7	Эффективно работать индивидуально и в коллективе по междисциплинарной тематике, организовывать работу первичных производственных подразделений, обеспечивать корпоративные интересы и соблюдать корпоративную этику	Требования ФГОС ВО (ОК-5, ОК-6, ПК-16, ПК-18) (ЕАС-4.2-h), (АВЕТ-3d)
P8	Осуществлять маркетинговые исследования и участвовать в создании проектов, повышающих эффективность использования ресурсов	Требования ФГОС ВО (ПК-5, ПК-14, ПК17, ПК-19, ПК-22)
<i>в области экспериментально-исследовательской деятельности</i>		
P9	Определять, систематизировать и получать необходимые данные для экспериментально-исследовательской деятельности в нефтегазовой отрасли	Требования ФГОС ВО (ПК-21, ПК-23, ПК-24, ПК-25, ПК-26)
P10	Планировать, проводить, анализировать, обрабатывать экспериментальные исследования с интерпретацией полученных результатов с использованием современных методов моделирования и компьютерных технологий	Требования ФГОС ВО (ПК-22, ПК-23, ПК-24, ПК-25, ПК-26,) (АВЕТ-3b)
<i>в области проектной деятельности</i>		
P11	Способность применять знания, современные методы и программные средства проектирования для составления проектной и рабочей и технологической документации объектов бурения нефтяных и газовых скважин, добычи, сбора, подготовки, транспорта и хранения углеводородов	Требования ФГОС ВО (ПК-27, ПК-28, ПК-29, ПК-30) (АВЕТ-3c), (ЕАС-4.2-e)

Технология проведения капитального ремонта газопровода-отвода условным диаметром 350мм на переходе через железную дорогу					
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	
Разраб.	Судариков П.П.				
Руковод.	Цимбалюк А.Ф.				
Консульт.	Цимбалюк А.Ф.				
И.о.Зав. каф.	Бурков П.В				
Планируемые результаты обучения по ОПП					
			Лит.	Лист	Листов
			ТПУ гр. 3-2Б31Т		

	ресурсоэффективность и ресурсосбережение; социальная ответственность; заключение по работе
Перечень графического материала (с точным указанием обязательных чертежей)	
Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы (с указанием разделов)	
Раздел	Консультант
«Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»	Вазим А.А.
«Социальная ответственность»	Гуляев М.В.
Названия разделов, которые должны быть написаны на русском и иностранном языках:	
Referense	

Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику	10.02.2017г.
---	--------------

Задание выдал руководитель:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Цимбалюк А.Ф.	Кандидат ф- м.н.		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б31Т	Судариков П.П.		

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

Студенту:

Группа	ФИО
3-2Б31Т	Сударикову Павлу Петровичу

Институт	Природных ресурсов	Кафедра	Транспорта и хранения нефти и газа
Уровень образования	Бакалавриат (бакалавр)	Направление/специальность	Сооружение и ремонт объектов систем трубопроводного транспорта

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

1. Стоимость ресурсов научного исследования (НИ): материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих	Распределение сметной стоимости объема инвестиционных затрат
2. Нормы и нормативы расходования ресурсов	Распределение эксплуатационных расходов, основные технико – экономические показатели

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

1. Оценка коммерческого потенциала, перспективности и альтернатив проведения НИ с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения	Оценка экономической эффективности проекта
2. Планирование и формирование бюджета научных исследований	Определение чистой текущей стоимости проекта
3. Определение ресурсной (ресурсосберегающей), финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности исследования	Оценка технико-экономического обоснования проекта

Перечень графического материала:

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику	10.02.2017г.
---	--------------

Задание выдал консультант:

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

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б31Т	Судариков Павел Петрович		

**ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА
«СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»**

Студенту:

Группа	ФИО
3-2Б -31Т	Сударикову Павлу Петровичу

Институт	Природных ресурсов	Кафедра	Транспорта и хранения нефти и газа
Уровень образования	Бакалавриат (бакалавр)	Направление/специальность	Сооружение и ремонт объектов систем трубопроводного транспорта

Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:

<p>1. Описание рабочего места (рабочей зоны, технологического процесса, механического оборудования) на предмет возникновения:</p> <ul style="list-style-type: none"> - вредных проявлений факторов производственной среды (метеоусловия, вредные вещества, освещение, шумы, вибрации, электромагнитные поля) - опасных проявлений факторов производственной среды (механической природы, термического характера, электрической, пожарной и взрывной природы) - негативного воздействия на окружающую природную среду (атмосферу, гидросферу, литосферу) - чрезвычайных ситуаций (техногенного, стихийного, экологического и социального характера) 	<p>Рабочее место находится в районе реки Юргинка. Большая часть трассы проходит по сельскохозяйственным угодьям, в том числе и по пахотным землям. Климат рассматриваемого района резко континентальный. При капитальном ремонте газопровода – отвода могут возникать вредные и опасные производственные факторы, влияющие на обслуживающий персонал предприятия. Может быть оказано негативное воздействие на природную среду (атмосферу, гидросферу, литосферу). Возможно возникновение чрезвычайных ситуаций техногенного, стихийного, экологического и социального характера.</p>
<p>2. Знакомство и отбор законодательных и нормативных документов по теме</p>	<p>РД 16.01-60.30.00-КТН-026-1-04 «Нормы проектирования стальных вертикальных резервуаров для хранения нефти объемом 1000-50000м³» Правила производства и приёмки работ». ГОСТ 12.0.003-74* «Опасные и вредные факторы». ГОСТ 12.2.003-91 ССБТ «Оборудование производственное. Общие требования безопасности». ГОСТ 12.1.038-82 ССБТ «Электробезопасность» ГОСТ 12.1.003-83 «Шум. Общие требования безопасности». ГОСТ 12.1.012-90 «Вибрационная безопасность». ГОСТ 12.1.004-91 «Пожарная безопасность». ГОСТ 12.1.005-88 «Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны».</p>

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

<p>1. Анализ выявленных вредных факторов проектируемой производственной среды в следующей последовательности:</p> <ul style="list-style-type: none"> - физико-химическая природа вредности, её связь с разрабатываемой темой; - действие фактора на организм человека; - приведение допустимых норм с необходимой размерностью (со ссылкой на соответствующий нормативно-технический документ); - предлагаемые средства защиты (сначала коллективной защиты, затем — индивидуальные защитные средства) 	<p>Вредные факторы</p> <ol style="list-style-type: none"> 1. Климатические условия 2. Превышение уровня шума 3. Превышение уровня вибрации 4. Превышение уровней ионизирующих излучений 5. Повышенная запыленность и загазованность воздуха рабочей зоны 6. Недостаточная освещенность рабочей зоны 7. Повреждение в результате контакта с животными, насекомыми, пресмыкающимися
--	--

<p>2. Анализ выявленных опасных факторов проектируемой производственной среды в следующей последовательности</p> <ul style="list-style-type: none"> - механические опасности (источники, средства защиты); - термические опасности (источники, средства защиты); - электробезопасность (вт.ч. статическое электричество, молниезащита - источники, средства защиты); - пожаровзрывобезопасность (причины, профилактические мероприятия, первичные средства пожаротушения) 	<p>Опасные факторы</p> <ol style="list-style-type: none"> 1. Движущиеся машины и механизмы производственного оборудования (в т.ч. грузоподъемные) 2. Электрическая дуга и искры при сварке 3. Повышенная или пониженная температура поверхностей оборудования, материалов 4. Взрывоопасность и пожароопасность 5. Электрический ток
<p>3. Охрана окружающей среды:</p> <ul style="list-style-type: none"> - защита селитебной зоны - анализ воздействия объекта на атмосферу (выбросы); - анализ воздействия объекта на литосферу (отходы); - разработать решения по обеспечению экологической безопасности со ссылками на НТД по охране окружающей среды. 	<p>При проведении капитального ремонта газопровода - отвода оказывают как производственные процессы, так и объекты постоянного и временного назначения. Ремонт сопровождается:</p> <ul style="list-style-type: none"> - загрязнением атмосферного воздуха; - нарушением гидрогеологического режима; - загрязнением поверхностных водных источников и подземных вод; - повреждением почвенно-растительного покрова; - изъятием земель.
<p>4. Защита в чрезвычайных ситуациях:</p> <ul style="list-style-type: none"> - перечень возможных ЧС на объекте; - выбор наиболее типичной ЧС; - разработка превентивных мер по предупреждению ЧС; - разработка мер по повышению устойчивости объекта к данной ЧС; - разработка действий в результате возникшей ЧС и мер по ликвидации её последствий. 	<p>Аварийными ситуациями, связанными с выбросом загрязняющих веществ (ЗВ) в атмосферу на газопроводе, могут являться:</p> <ul style="list-style-type: none"> - полный разрыв газопровода с возгоранием; - полный разрыв газопровода без возгорания.
<p>5. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности:</p> <ul style="list-style-type: none"> - специальные (характерные для проектируемой рабочей зоны) правовые нормы трудового законодательства; - организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны 	<p>РД 09-364-00 «Типовая инструкция по организации безопасного проведения огневых работ на взрывоопасных взрывопожароопасных объектах». ГОСТ 12.3.002-75* «Процесс производственные. Общие требования безопасности». ВСН 004-88 «Строительство магистральных трубопроводов. Технология и организация». ВСН 51-1-80 «Инструкция по производству строительных работ в охранных зонах магистральных трубопроводов Министерства газовой промышленности».</p>

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику	10.02.2017г.
---	--------------

Задание выдал консультант:

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

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б31Т	Судариков Павел Петрович		

ОПРЕДЕЛЕНИЯ, ОБОЗНАЧЕНИЯ, СОКРАЩЕНИЯ, НОРМАТИВНЫЕ ССЫЛКИ

В настоящей работе используются ссылки на следующие стандарты:

1 РД 09-364-00 «Типовая инструкция по организации безопасного проведения огневых работ на взрывоопасных и взрывопожароопасных объектах», Госгортехнадзор России, 2000 г.

2 РД 10-274-99 «Типовая инструкция для лиц, ответственных за безопасное производство работ кранами-трубоукладчиками».

3 ГОСТ 30319.1-2015 Газ природный. Методы расчета физических свойств. Общие положения.

4 ГОСТ 30319.1-96 «Газ природный. Методы расчета физических свойств. Определение физических свойств природного газа, его компонентов и продуктов переработки», 1997 г.

5 ГОСТ Р 51164-98 «Трубопроводы стальные магистральные. Общие требования к защите от коррозии».

6 СНиП 2.05.06-85* «Магистральные трубопроводы. Нормы проектирования», 1997 г.

7 СНиП III-42-80* «Магистральные трубопроводы. Правила производства и приемки работ», 1997 г.

8 СП 20.13330.2011 Нагрузки и воздействия. Актуализированная редакция СНиП 2.01.07-85*.

9 СНиП 2.02.04-88 «Основания и фундаменты на вечномерзлых грунтах», 1990 г.

10 СНиП 12.01-2004 «Организация строительства».

11 СНиП 3.01.04-87 «Приемка в эксплуатацию законченных строительством объектов. Основные положения».

					Технология проведения капитального ремонта газопровода-отвода условным диаметром 350мм на переходе через железную дорогу			
Изм.								
Разраб.	Судариков П.П.				Определения, обозначения, сокращения, нормативные ссылки	Лит.		
Руковод.	Цимбалюк А.Ф.							
Консульт.	Цимбалюк А.Ф.							
И.о.Зав. каф.	Бурков П.В.							
					ТПУ гр. 3-2Б31Т			

12 СНиП 3.01.04-87 «Приемка в эксплуатацию законченных строительством объектов. Основные положения».

13 СП 45.13330.2012 Земляные сооружения, основания и фундаменты. Актуализированная редакция СНиП 3.02.01-87

14 СП 28.13330.2012 Защита строительных конструкций от коррозии. Актуализированная редакция СНиП 2.03.11-85 (с Изменением N 1)

15 РД 51-3133949-58-2000 «Инструкция по применению стальных труб в газовой и нефтяной промышленности».

16 РД 558-97 «Руководящий документ по технологии сварки при производстве ремонтно-восстановительных работ на газопроводах».

17 РД 09-364-00 «Типовая инструкция по организации безопасного проведения огневых работ на взрывоопасных и взрывопожароопасных объектах», Госгортехнадзор России, 2000 г.

18 РД 10-274-99 «Типовая инструкция для лиц, ответственных за безопасное производство работ кранами-трубоукладчиками».

В данной работе применены следующие термины с соответствующими определениями:

Газопровод – отвод – отвод от газопровода магистрального: часть газопровода магистрального, предназначенная для подачи газа от газопроводов магистральных до газораспределительных станций (ГРС) городов, населенных пунктов.

Горизонтальное бурение – управляемый бестраншейный метод прокладки подземных коммуникаций, основанный на использовании специальных буровых комплексов (установок).

Гидравлическое испытание – один из наиболее часто используемых видов неразрушающего контроля, проводящийся с целью проверки прочности и плотности трубопроводов, теплообменников, насосов и другого оборудования, работающего под давлением, их деталей и сборочных единиц.

					<i>Определения, обозначения, сокращения, нормативные ссылки</i>	
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Охрана окружающей среды – комплекс мер, предназначенных для ограничения отрицательного влияния человеческой деятельности на природу.

					<i>Определения, обозначения, сокращения, нормативные ссылки</i>	
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		

Reference

Thesis work, 144 pp., 13 fig., 12 tables, 72 sources, 4 appendices.

Gas pipeline-tap, horizontal drilling, hydraulic testing, environmental protection. The object of designing is the total overhaul of the linear part of the gas pipeline-branch at the crossing the railway of the common network.

The objective of this work is the development of design solutions for the overhaul of the linear part of the gas pipeline-branch at the crossing the railway of the common network.

The analysis of existing technologies of trenchless pipeline laying is given; the justification of the technology with the use of horizontal drilling is given for the designed repair area. The necessary calculations have been carried out, which confirm the operation reliability of the repaired gas pipeline, also the sections necessary for the safe gas pipeline repair with the required level of reliability are provided.

Thesis work is performed in the Microsoft Word 2003 text editor.

					Abstract	
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Оглавление

	Стр.
Введение	12
Обзор литературы	15
1 Общая пояснительная записка	17
1.1 Основание для разработки проекта капитального ремонта газопровода-отвода	17
1.2 Краткая характеристика трассы газопровода-отвода и места производства работ	18
1.2.1 Инженерно-геологическая и гидрологическая характеристика трассы	18
1.2.2 Краткая климатическая характеристика района проведения ремонтных работ	20
1.2.3 Отвод земель под строительство во временное и постоянное пользование	21
1.2.4 Температурный режим работы газопровода-отвода	22
2 Анализ существующих технологий, техники и организации	23
3 Расчетная часть	35
3.1 Расчет теплофизических характеристик природного газа	35
3.2 Расчет стационарного гидравлического режима работы линейного участка и тепловой расчет подземного газопровода	35
3.3 Расчет трубопровода на прочность	35
3.4 Расчет на устойчивость положения против всплытия (балластировка газопровода)	36
3.5 Расчет толщины стенки защитного футляра	39

						<i>Технология проведения капитального ремонта газопровода – отвода условным диаметром 350 мм на переходе через железную</i>			
<i>Изм.</i>									
		<i>Судариков</i>					<i>Лит.Ли</i>		
<i>Руковод.Рук</i>		<i>Цимбалюк</i>				<i>Оглавление Реферат</i>			
<i>Консульт.К</i>		<i>Цимбалюк А.Ф.</i>				ТПУ гр. 3-2Б14			
<i>Зав.</i>		<i>Рудаченко А.В.</i>							

5.2	Защита трубопроводов от коррозии	80
5.2.1	Электрохимическая защита	86
5.3	Средства механизации производственных процессов	86
6	КИПиА, телемеханизация, сигнализация и связь	89
6.1	Объекты автоматизации	89
6.2	Приборы и средства автоматизации	89
6.3	Охранная сигнализация площадок линейных кранов	90
6.4	Кабельные линии связи	91
7	Безопасность жизнедеятельности	92
7.1	Безопасность в рабочей зоне	92
7.2	Пожарная безопасность	101
7.3	Аварийные ситуации	103
8	Охрана окружающей среды	105
8.1	Мероприятия по снижению техногенного воздействия и охране почв	106
8.2	Воздействие объекта на атмосферный воздух и характеристика источников выброса загрязняющих веществ	109
8.3	Мероприятия по охране и рациональному использованию водных ресурсов	110
9	Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	113
9.1	Общие данные	113
9.2	Производственная программа	114
9.3	Инвестиционные затраты	114
9.4	Текущие затраты	114
9.5	Характеристика эффективности проекта	115
9.6	Основные технико-экономические показатели	118

					<i>Оглавление</i>	
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		

Заключение	119
Список использованной литературы	120
Приложение А	126
Приложение Б	128
Приложение В	133
Приложение Г	142

					<i>Оглавление</i>	
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		

ВЕДЕНИЕ

Актуальность. Характерными особенностями современной сети газопроводов являются значительная их протяженность, разные сроки службы, разные диаметры и изоляционные материалы, эксплуатация в различных природно-климатических условиях при высоком рабочем давлении. В процессе длительной эксплуатации трубопроводы подвергаются моральному и физическому старению.

На процесс старения газопроводов влияет множество факторов, в том числе уровень проектных работ, внешняя и внутренняя коррозия металла труб, нарушение правил технической эксплуатации, возрастной состав и другие факторы. В результате влияния этих факторов на газопроводах возникают аварийные ситуации, которые приводят к большим материальным и финансовым затратам.

В настоящее время в системе ПАО «Газпром» в эксплуатации находятся более 156 тыс. км магистральных газопроводов. Из них более 15% эксплуатируются более 35 лет, около 45% - до 35 лет и остальные – до 20 лет, то есть средний возраст одного магистрального газопровода составляет около 30 лет.

В современных условиях предъявляются особые технические требования к эксплуатационной надежности и промышленной безопасности линейной части газопроводов.

Для повышения эффективности, надежности и безопасности функционирования газотранспортных систем необходимо проводить постоянную, целенаправленную работу по поддержанию и повышению их надлежащего технического уровня, а также своевременному устранению выявляемых в процессе эксплуатации отказов.

					<i>Технология проведения капитального ремонта газопровода-отвода условным диаметром 350мм на переходе через железную дорогу</i>			
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>				
<i>Разраб.</i>		<i>Судариков П.П.</i>			<i>Введение</i>	<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Руковод.</i>		<i>Цимбалюк А.Ф.</i>						
<i>Консульт.</i>		<i>Цимбалюк А.Ф.</i>						
<i>И.о.Зав. каф.</i>		<i>Бурков П. В.</i>						
						ТПУ зр. 3-2Б31Т		

Предмет исследования. Предметом исследования является ремонт газопровода-отвода условным диаметром 350мм на переходе через железную дорогу.

Практическая значимость. Результаты работы могут быть положены в основу для первичных этапов разработки ремонта газопровода-отвода условным диаметром 350мм на переходе через железную дорогу с целью увеличения срока службы указанного технического объекта.

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

Обзор литературы

Газопроводы – отводы играют немаловажную роль в нефтяной промышленности. Соответственно, они принимают на себя значительные нагрузки, и главным при их ремонте будет создание прочной и устойчивой конструкции. Это достигается расчетом оптимальных габаритов, а также действующих на него нагрузок и проверкой стенки на прочность и устойчивость.

Газопроводы – отводы эксплуатируют в соответствии с технологической картой и инструкциями, составленными с учетом местных условий: место расположения, их конструктивных особенностей, технических характеристик установленной арматуры и приборов, мощности насосов для перекачки и т.п.

Для повышения эффективности, надежности и безопасности функционирования газотранспортных систем необходимо проводить постоянную, целенаправленную работу по поддержанию и повышению их надлежащего технического уровня, а также своевременному устранению выявляемых в процессе эксплуатации отказов.

Высокую эффективность своевременного и качественного проведения ремонтно-восстановительных работ на трубопроводах можно достигнуть только за счет комплексного решения взаимосвязанных и взаимозависимых оптимизационных задач по технике, технологии, организации и управлению ремонтным производством.

В работах по ремонту должны быть учтены правила промышленной и пожарной безопасности, нормативные и руководящие документы, учтена возможность возникновения аварийных ситуаций, связанных с ремонтом. В безопасности и экологичности проекта рассмотрены основные меры обеспечения безопасности и охраны труда, промышленной безопасности и охраны окружающей среды при проведении ремонта газопровода – отвода.

					<i>Технология проведения капитального ремонта газопровода – отвода условным диаметром 350 мм на переходе через железную дорогу</i>			
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>				
<i>Разраб.</i>		<i>Судариков П.П.</i>			<i>Обзор литературы</i>	<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Руковод.</i>		<i>Цимбалюк А.Ф.</i>						
<i>Консульт.</i>		<i>Цимбалюк А.Ф.</i>						
<i>И.о.Зав.Каф.</i>		<i>Бурков ПВ.</i>						
						ТПУ гр. 3-2Б14		

Материально-технической базой в ходе выполнения ремонта станут законодательные акты РФ в отношении норм пожарной безопасности, ГОСТы РФ, руководящие документы ОАО «АК Транснефть», свод правил РФ, относящихся к процессу ремонта, строительные нормы и правила, ведомственные строительные нормы магистральных и промысловых трубопроводов, правила устройства и безопасной эксплуатации магистральных нефтепроводов, нормы предельно допустимой концентрации (ПДК) вредных веществ в воздухе рабочей зоны.

Содержание материально-технической базы позволило реализовать задачи выпускной квалификационной работы и достигнуть поставленной в ней цели.

					<i>Обзор литературы</i>	
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		

ОБЩАЯ ПОЯСНИТЕЛЬНАЯ ЗАПИСКА

1.1 Основание для разработки проекта капитального ремонта газопровода-отвода

Газопровод-отвод к ГРС (DN 350; Pp=5,4 МПа) введен в эксплуатацию в 1978 г. Протяженность газопровода составляет 9,8 км. Газопровод-отвод подключен к магистральному газопроводу Парабель-Кузбасс (км 415). На км 9,5 – охранный кран DN300 ГРС.

По газопроводу-отводу газ подается на технологические нужды абразивного, приборного и машиностроительного заводов, сельским потребителям и на коммунально-бытовые нужды.



Рисунок 1–Компрессорная станция «Вертикос»

При строительстве газопровода-отвода были применены трубы бесшовные горячедеформированные, а также трубы электросварные спиральношовные 377×6 СтЗсп ТУ 51-542-72.

					Технология проведения капитального ремонта газопровода-отвода			
					условным диаметром 350мм на переходе через железную дорогу			
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата				
Разраб.		Судариков П.П.			Конструктивные и объемно-планировочные решения	Лит.	Лист	Листов
Руковод.		Цимбалюк А.Ф.						
Консульт.		Гуляев М.В.						
И.о.Зав. каф.		Бурков П. В.						
					ТПУ гр. 3-2Б31Т			

В качестве наружного противокоррозионного покрытия применено битумное покрытие нормального и усиленного типов.

Проведенные ЛПУ МГ обследования линейной части и ремонтные работы на отдельных участках газопровода-отвода показали высокую степень коррозионного износа труб (до 40% на отдельных участках) и неудовлетворительное состояние наружного противокоррозионного покрытия.

Для обеспечения планируемых потоков газа по газопроводу, повышения промышленной и экологической безопасности транспорта газа, повышения экономической эффективности транспорта газа ЛПУ МГ было принято решение о реконструкции (капитальном ремонте) наиболее опасных участков газопровода.

В качестве объекта реконструкции выступают в первую очередь объекты повышенной опасности: переход через железную дорогу и реку Юргинка.

1.2 Краткая характеристика трассы газопровода-отвода и места производства работ

1.2.1 Инженерно-геологическая и гидрологическая характеристика трассы

В геоморфологическом отношении район работ относится к Западносибирской равнине и характеризуется наличием лугов, пашен и редких березовых колков. Редко встречаются понижения местности, которые характеризуются заболоченностью.

Большая часть трассы проходит по сельскохозяйственным угодьям, в том числе и по пахотным землям.

Газопровод км 0 - км 9,8 пересекает реку Юргинка на км 9,0. Река Юргинка начинается с логов, расположенных восточнее города Юрги-2, и впадает слева в реку Томь на 172 км от устья.

					<i>Общая пояснительная записка</i>	
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Длина реки –12 км,общая площадь водосбора составляет 62 км². Постоянный сток в русле реки наблюдается с 6 км от устья, выше сток в русле наблюдается в периоды снеготаяния и дождей.

Водосборная площадь слабо залесенная. Долина реки корытообразная, шириной до 4 - 6 км, склоны распаханые, подверженные эрозионным процессам. Вдоль левого борта долины проходит железнодорожная магистраль.

Створ перехода газопровода через реку Юргинка проектируется в 1 км от устья. Русло на участке перехода сложено скальными грунтами: сланцами и песчаниками средней прочности. Уклон водной поверхности на период обследования составил 0,007. Скорости течения реки в половодье равны 1,0 – 1,5 м/с, в межень – 0,3-0,5 м/с. Берега вдоль русла густо заросли ивой, крутые, высотой до 1,5 - 2,0 м. На участке существующего газопровода берега спланированные.

В питании реки Юргинка основную долю занимают талые воды. В первой половине апреля с переходом температуры воздуха через 0°С начинается подъём уровня в реке, потом он составляет 0,6-0,8 м, наибольший – 1,5-1,7 м. Максимальные годовые расходы воды отмечены в период прохождения весеннего половодья; средний многолетний максимальный расход воды равняется 25 м³/с.

Максимальные уровни воды имеют следующие значения: обеспеченность 1% - 109,35 м; 10% - 108,85 м. Уровень воды 10% обеспеченности при 20-суточном стоянии имеет отметку 108,00 м.

С середины июня устанавливается межень, прерываемая дождевыми паводками. Подъём уровня в этот период 0,3-0,5 м.

Наименьшие уровни воды наблюдаются чаще всего в августе - октябре.

Средний меженный уровень воды в створе перехода имеет отметку 107,7 м.

При ширине русла до 1,5 - 2,0 м, средняя глубина составляет 0,3 - 0,5 м.

В июле отмечается максимальная температура воды, достигающая плюс

					<i>Общая пояснительная записка</i>	
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

20 - 24° С. Переход температуры воды весной через плюс 12° с наблюдается в третьей декаде мая.

Когда наступают холода и понижается температура воды до 0° С, река замерзает. Сток воды в зимний период отсутствует.

Мутность воды при среднегодовом подсчёте не превышает 150 г/м³.

Русло реки Юргинка устойчивое. Его развитие ограничивают трудно размываемые скальные грунты, которые подстилают дно долины. Размыва дна в течение 25 лет в створе перехода не происходит. Профиль возможного размыва дна русла в створе проектируемого перехода проходит по границе трудно размываемых пород грунта, а именно скальных грунтов.

Абсолютные отметки поверхности земли изменяются от 107,0 до 197,9 м. Разрез до глубины 5,0 м, в основном, представлен суглинками тяжелыми туго- и мягкопластичной консистенции.

На участках переходов через дороги грунтовые воды залегают на глубине 6-10 и более метров и только на переходе реки Юргинка на относительно пониженных плоских поверхностях они поднимаются до глубины 1-2 метров.

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

Нормативная глубина сезонного промерзания суглинков составляет 2,2 м, песков – 2,6 м.

1.2.2 Краткая климатическая характеристика района проведения ремонтных работ

Климат рассматриваемого района резко континентальной и характеризуется продолжительной холодной зимой с поздним наступлением тепла и ранними заморозками.

Подрайон строительства по СНиП 23-01-99 – IV.

Температура наружного воздуха:

1. абсолютная минимальная минус 52°С

					<i>Общая пояснительная записка</i>	
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

2. абсолютная максимальная плюс 35°C

3. наиболее холодной пятидневки обеспеченностью 0,92 минус 38°C

Минимальная температура грунта на глубине укладки оси газопровода 0°C.

Сейсмичность на основании карт А и В ОСР-97 – 6 баллов.

Расчётный вес снегового покрова на 1 м² горизонтальной проекции покрытия – 2,4 кПа (240 кг/м²) – IV район – СНиП 2.01.07-85*.

Скоростной напор ветра на высоте до 10 м над поверхностью земли для III района по СНиП 2.01.07-85* - 0,38 кПа (38 кг/м²).

Преобладающее направление ветра юго-западного и западного направлений.



Рисунок 2 – Участок проектируемого перехода газопровода-отвода через железную дорогу и реку Юргинка

1.2.3 Отвод земель под строительство во временное и постоянное пользование

Капитальный ремонт газопровода-отвода к ГРС на участке перехода через железную дорогу и реку Юргинка приведёт к обязательному изъятию земель в

					<i>Общая пояснительная записка</i>	
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

постоянное и временное пользование.

Общий отвод земель по всем видам угодий составляет 1,95 га, в том числе постоянный отвод – 0,001 га.

В постоянный отвод включается площадь под вытяжную свечу, равную 0,001 га.

Во временный отвод включаются площади под полосы отвода для ремонта, строительства и демонтажа газопровода и прокладки сопутствующих инженерных коммуникаций.

Согласно СН 452-73 ширина полосы временного отвода для газопровода DN 350 составляет 28 м на землях сельскохозяйственного назначения и 20 м на прочих угодьях.

Кабель связи, который надопереуложить и демонтировать вдоль трассы, входит в полосу отвода газопровода.

В соответствии с СН 465-74 для кабельных линий электропередачи ширина полосы временного отвода должна составить не менее 6 м.

Для проведения предварительных гидроиспытаний во временное пользование отводятся площадка 5×5 м под наполнительно-опрессовочный агрегат и полоса временного отвода шириной 6 м для прокладки подземного водовода диаметром Ø 50 и диаметром Ø150.

1.2.4. Температурный режим работы газопровода-отвода

Температура газа на участке км 0 – км 9,8 при работе магистрального газопровода в проектном режиме (при максимальном давлении газа в начале газопровода-отвода 5,4 МПа и суточной подаче 0,566 млн. м³) изменяется в зимний период от плюс 23°С (в начале участка), до плюс 2,6°(на входе в ГРС).

При остановке подачи газа в зимний период температура газа может понижаться до температуры грунта на глубине укладки оси газопровода и составить 0°С.

					<i>Общая пояснительная записка</i>	
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

2 АНАЛИЗ СУЩЕСТВУЮЩИХ ТЕХНОЛОГИЙ, ТЕХНИКИ И ОРГАНИЗАЦИИ

К основным способам производства работ при прокладке трубопроводов под дорогами и другими препятствиями в принципе относятся возможные два: открытый и закрытый.

При открытом способе производства работ необходимо разрытие поперек дороги траншеи с повреждением дорожного покрытия и остановкой движения транспорта по ней на время прокладки труб. Все это, конечно, сопряжено с рядом неудобств для пассажиров, транспорта и, кроме того, влечет за собой удорожание работ, так как появляется необходимость в дальнейшем восстановлении дорожного покрытия и элементов благоустройства в месте перехода.

Закрытый метод прокладки труб под дорогами считается более перспективным, так как не требует устройства траншей (как правило, эти методы (бестраншейные) указываются в технических условиях и согласованиях организаций, эксплуатирующих железные и автомобильные дороги). При прокладке труб бестраншейными способами в первую очередь под дорогами устраивают защитные кожухи или футляры, а затем в них прокладывают сами рабочие трубопроводы. Чтобы это стало возможным, диаметр кожуха (футляра) должен быть больше, чем диаметр прокладываемого трубопровода не менее чем на 200 мм. Данные кожухи (футляры) обеспечивают защиту трубопровода от воздействия внешних нагрузок, грунтовых вод и блуждающих токов, а также защищают дорогу от разрушения при авариях трубопровода и разрытия в случае ремонта последнего.

Для защитных кожухов (футляров) применяются стальные трубы: бесшовные горячекатаные, сварные прямошовные и спиральношовные.

					<i>Технология проведения капитального ремонта газопровода-отвода условным диаметром 350мм на переходе через железную дорогу</i>			
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>				
<i>Разраб.</i>		<i>Судариков П.П.</i>			<i>Анализ существующих технологий, техники и организации</i>	<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Руковод.</i>		<i>Цимбалюк А.Ф.</i>						
<i>Консульт.</i>		<i>Гуляев М.В.</i>						
<i>И.о.Зав. каф.</i>		<i>Бурков П. В.</i>						
					ТПУ гр. 3-2Б31Т			

Горячекатаные применяются только для кожухов переходов трубопроводов диаметром до 273 мм, а для трубопроводов больших диаметров используют обычно сварные прямо- или спиральношовные трубы.

Исходя из ширины дорожного полотна (или дорожной насыпи) и рекомендуемых нормативных расстояний, определяется длина кожуха. Предохраняют кожухи от коррозии асбесто- или песчано-цементными, асфальтоцементобитумными, эпоксидными или полимерными антикоррозийными покрытиями, которые наносят на их поверхность, используются также трубы с заводской изоляцией специального усиленного типа.

Сооружение перехода начинается с разработки горизонтальной скважины с одновременной или последующей (применяется редко из-за опасения обвала стенок скважины) закладкой в нее трубы-патрона. Затем в патрон помещается рабочая труба, опирающаяся на дно патрона через специальные ползунковые или роликовые опоры, предохраняющие ее изоляцию от повреждения.

подавляющую долю в общем объеме сооружения перехода занимает разработка скважин и прокладка трубы-патрона совместно с соответствующими им подготовительными работами. Поэтому, когда говорят о сооружении перехода тем или другим методом, имеется в виду выполнение в основном этих работ.

Закрываемая прокладка труб кожухов (футляров) выполняется в основном способами прокола, продавливания, горизонтального бурения, а для прокладки коллекторов и тоннелей применяется щитовой и штольневый способы подземных проходов. Каждый метод имеет свои преимущества и недостатки, а, следовательно, и свою область рационального применения.

Прокол лучше применять для прокладки труб малых и средних диаметров (не более 400-500 мм) в глинистых и суглинистых (связных) грунтах. Ограничение диаметра прокалываемых труб обусловлено тем, что при этом способе массив грунта прокалывается трубой, оснащенной наконечником, без удаления грунта из скважины, вследствие чего для прокола требуются

					<i>Анализ существующих технологий, техники и организации</i>	
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		

значительные усилия.

В связи с этим и длина прокола труб не превышает 60 - 80 м. (рис 3.).

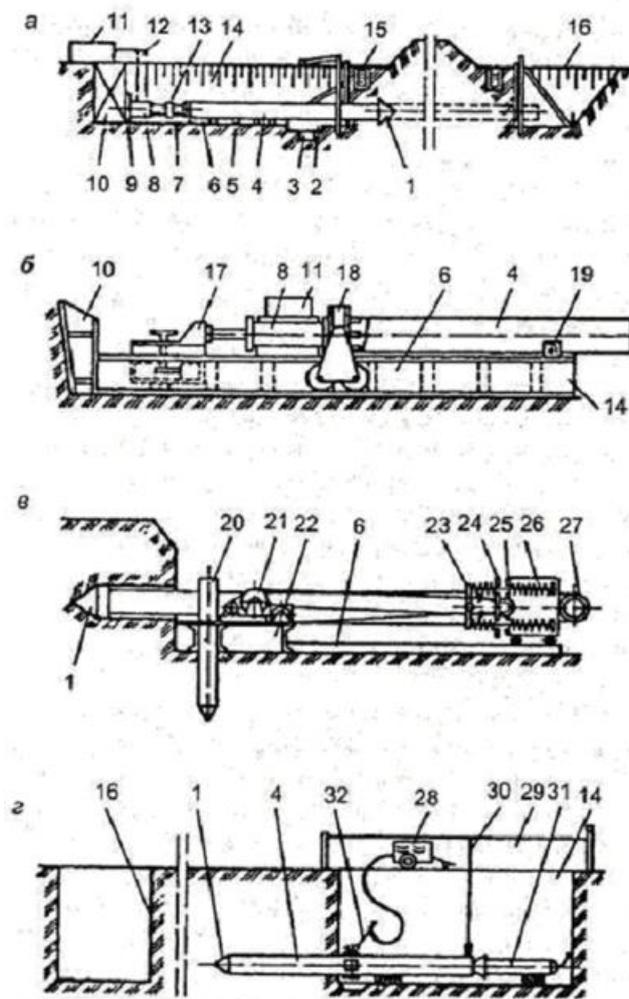


Рис.2.1 Способы прокола труб

Рисунок 3 – Способы прокола труб

а - общая схема работ; б - прокол установкой ГПУ - 600; в - вибропрокол установкой УВВГП - 400; г - прокол труб с помощью вибропробойников; 1 - наконечник; 2, 3 - прямки; 4 - прокапываемая труба; 5 - шпалы; 6 - направляющая рама; 7 - нажимной патрубков; 8 - гидродомкраты; 9 - упорный башмак; 10 - упорная стенка; 11 - насосная станция; 12 - маслопроводы; 13 - нажимная заглушка; 14, 16 - рабочий и приемный котлованы; 15 - обводной лоток; 17 - подвижный упор; 18 - нажимная плита на тележке; 19 - фиксатор; 20 - свая; 21 - лебедка; 22 - рама; 23 - планка; 24 - ударная приставка; 25 - направляющие стержни; 26 - вибрационный механизм; 27 - электродвигатель; 28 - электросварочный агрегат; 29 - причалка; 30 - отвес; 31 - пневмопробойник; 32 -

сварка труб.

Гидропроколом трубы прокладывают с использованием кинетической энергии струи воды, которая выходит под давлением из расположенной впереди трубы специальной конической насадки. Струя воды, выходящая из насадки под давлением, размывает в грунте отверстие диаметром до 500 мм, в котором прокладывают трубы. Удельный расход воды при этом зависит от скорости струи, напора воды и категории проходимых грунтов.

К преимуществам гидропрокола относятся относительная простота ведения работ и довольно высокая скорость образования скважины (до 30 м/смену). Существенными его недостатками являются сравнительно небольшая протяженность проходки (до 20-30 м) и возможные отклонения от проектной оси, а также сложные условия работы из-за загрязненности рабочего котлована.

Бестраншейную прокладку трубопровода в несвязных песчаных, супесчаных и плавунных грунтах ускоряют способом вибропрокола. В установках для вибропрокола применяются возбудители продольно направленных колебаний.

Способом вибропрокола можно не только прокладывать трубопроводы диаметром до 500 мм на длину 35-60 м при скорости проходки до 20—60 м/ч, но и извлечь их из грунта.

Способ продавливания с извлечением из трубы грунтовой пробки или керна можно применять практически в любых грунтах I—IV групп, он пригоден для труб диаметром 800—1720 мм при длине прокладки до 100 м.

Бестраншейную прокладку труб продавливанием отличает то, что прокладываемая труба открытым концом, снабженным ножом, вдавливается в массив грунта, а грунт, поступающий в трубу в виде плотного керна (пробки), разрабатывается и удаляется из забоя. Способ продавливания бывает с ручной разработкой грунта и механической. Ручная разработка грунта при продавливании мало эффективна. Поэтому для бестраншейной прокладки трубопроводов чаще

					Анализ существующих технологий, техники и организации	
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

всего применяют установки с механизированной разработкой и удалением грунта. При продвижении трубы преодолевают усилия трения грунта по наружному ее контуру и врезания ножевой части в грунт (рис. 4).

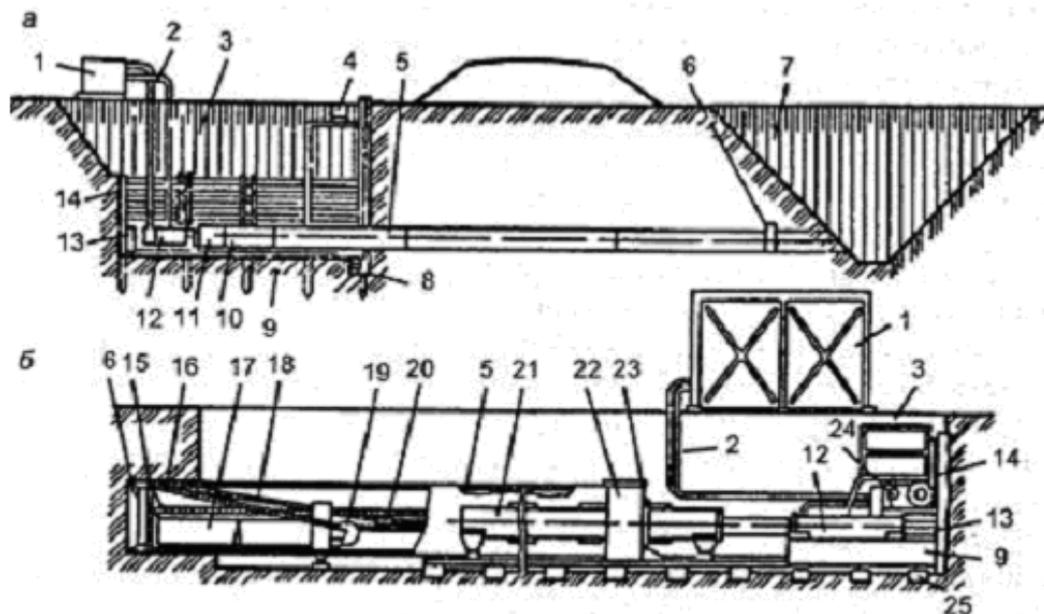


Рис. 2.2 Установки для прокладки труб методом продавливания

Рисунок 4 – Установки для прокладки труб методом продавливания

а - продавливание с ручной разработкой грунта; б - продавливание установкой СКВ Главмосстроя с механизированной разработкой грунта; 1 - насосная станция; 2 - трубопровод; 3 - рабочий котлован; 4 - водоотводный поток; 5 - трубопровод (футляр); 6 - лобовая обделка (нож); 7 - приемный котлован; 8 - приямок для сварки труб; 9 - направляющая рама; 10 - нажимной патрубок; 11 - нажимная заглушка; 12 - гидродомкраты; 13 - башмак; 14 - упорная стенка; 15, 18 - канаты; 16 - ролики; 17 - ковш; 19 - барабан-накопитель; 20 - уравниватель; 21 - нажимные штанги; 22 - траверса; 23 - поворотные фланцы; 24 - лебедка; 25 - шпалы направляющей рамы.

Горизонтальное бурение предусматривает опережающую разработку грунта в забое с устройством скважины в грунте большего диаметра, чем прокладываемая труба. Этим способом можно устраивать подземные переходы трубопроводов диаметром до 1720 мм на длину 70-80 м. Однако способ этот недостаточно эффективен в обводненных и сыпучих грунтах.

Установка горизонтального бурения, которая перемещается по специальным рельсам или роликам, устанавливается перед форсируемой преградой, с помощью выдвигающегося шнека бурит отверстие и проталкивает в пройденный участок туннеля металлическую трубу–кожух. Далее к внешнему (не находящемуся в туннеле) краю кожуха подваривается новая секция, и установка продолжает бурение. Эта процедура повторяется необходимое количество раз. Таким образом, проходится весь форсируемый отрезок трассы.

Более производительными и распространенными являются унифицированные шнековые установки горизонтального бурения (УГБ или ГБ), совмещающие процессы бурения, прокладки труб с непрерывным удалением грунта из забоя.

С помощью установок УГБ и ГБ прокладываются трубопроводы в грунтах до IV группы диаметром 325-1420 мм протяженностью 40—60 м при скорости бурения от 1,5-1,8 до 12,7 - 19 м/ч. Процесс бурения скважины и прокладки трубопровода с помощью установок УГБ и ГБ следующий. В ходе прокладки непрерывное механическое бурение скважины осуществляется фрезерной головкой, а удаление разрыхленного грунта - винтовым конвейером. Бестраншейная прокладка трубопроводов большого диаметра горизонтальным бурением осуществляется путем расширения пионерной скважины.

Вначале с помощью установки УГБ или ГБ разрабатывают пионерную скважину с одновременной прокладкой в ней трубы-лидера. Затем обратным ходом установки с помощью расширителя, установленного на конце шнека, пионерную скважину разбуривают под трубу большого диаметра.

При обратном ходе труба-лидер выталкивается из скважины прокладываемым трубопроводом большого диаметра. Способом горизонтального бурения можно проходить выработки для бестраншейной прокладки трубопроводов практически любых диаметров, это значительно уменьшает усилия, чем при проколе или продавливании.

					<i>Анализ существующих технологий, техники и организации</i>	
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		



Рисунок 5 – Установка горизонтального бурения (УГБ -17)

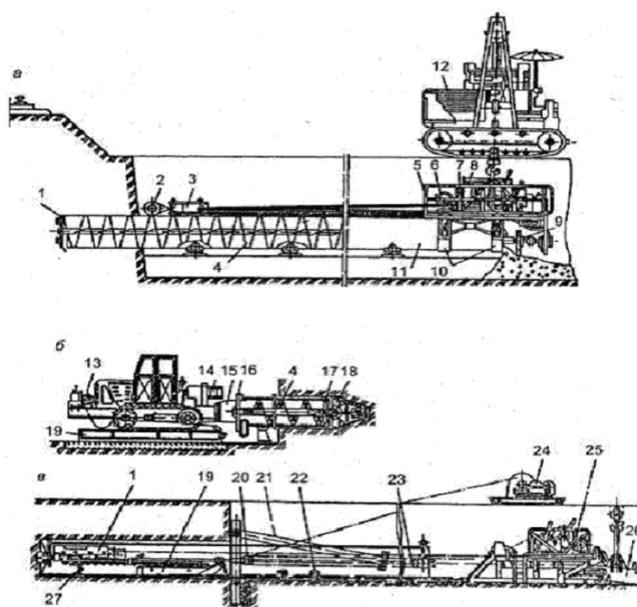


Рис.2.4 Бестраншейная прокладка труб способом горизонтального бурения установками типа УГБ и ГБ (а), УГБ на тракторе (б) и ПМ-800-1400 (в)

Рисунок 6 – Бестраншейная прокладка труб способом горизонтального бурения установками типа УГБ и ГБ (а), УГБ на тракторе (б) и ПМ-800-1400 (в)

1 - режущая головка; 2 - упорный якорь; 3 - полиспасть; 4 - шнек; 5 - рама; 6 - лебедка; 7 - карданный вал; 8 - двигатель внутреннего сгорания; 9 - вал привода шнека; 10 - хомуты; 11 - прокладываемая труба; 12 - кран-трубоукладчик; 13 - тяговое устройство на тракторе; 14 - сварочный генератор; 15 - коробка отбора мощности; 16 - опорная плита; 17 - люнет; 18 - рабочий орган; 19 - совок; 20 -

					Анализ существующих технологий, техники и организации
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	

обойма блока; 21 - опорная стенка; 22 - направляющая рама; 23 - захват; 24 - лебедка подачи; 25 - разгрузочно-тяговое устройство; 26 - емкость; 27 - разгрузочный обратный клапан.

Наклонно направленное бурение (ННБ). С помощью ННБ преодолеваются преграды, такие как: водоемы, горные участки, автомобильные и железные дороги, городская застройка, парки.

Диаметры трубопроводов в этом случае, как правило, не превышают 1500 мм, а длина проходки в зависимости от свойств грунта (вплоть до VI категории твердости) может превышать полтора километра.

Кратко технология ННБ заключается в следующих действиях.

Сначала буровой головкой, закреплённой на гибкой штанге, позволяющей управлять направлением движения, бурят узкую пилотную скважину, траектория которой предварительно рассчитывается при помощи современного геодезического оборудования и при необходимости корректируется.

Потом скважину прокладывают специальными буровыми головками с высокопрочными резами. В зону бурения под давлением подается специальный раствор, образующий суспензию с размельченной породой, уменьшающую трение на буровой штанге и головке.

При бурении в мягких и влажных грунтах в раствор добавляют жидкие полимеры, которые способствуют удержанию стенок канала от обрушения. Раствор подготавливается как непосредственно на установке ННБ, так и в специальной машине.

Процесс бурения контролируется помощью навигационной системы. Буровая головка на гибкой штанге способна обходить препятствие сверху, снизу и сбоку.

Для изменения направления штанга проталкивается без вращения, при прямолинейном бурении штанга проталкивается одновременно с вращением. Таким образом, буровой канал изгибается по команде оператора.

После проходки пилотной скважины к трубе или связке труб,

					Анализ существующих технологий, техники и организации	
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

подготовленных к протаскиванию, прикрепляют специальную насадку-расширитель, другой конец которой крепится к гибкой штанге.

Для оптоволоконных кабелей протягивают трубу-футляр, в которую затем протягивается кабель.

Гибкую штангу с вращением протаскивают в обратную сторону вместе с трубой. Насадка-расширитель с помощью подаваемого под давлением бурового раствора увеличивает размер скважины до нужного диаметра.

При протаскивании внешняя изоляция трубы подвергается сильному трению и может быть повреждена, что приведет к коррозии поверхности трубы и значительно сократит срок ее службы.

Для предотвращения таких неприятностей применяются специальные покрытия, которые наносят на трубу прямо на месте проведения работ с помощью специальной мобильной установки.

Стыки труб защищают термоусаживающимися манжетами.

Основные этапы процесса наклонно-направленного бурения (рис. 7.):

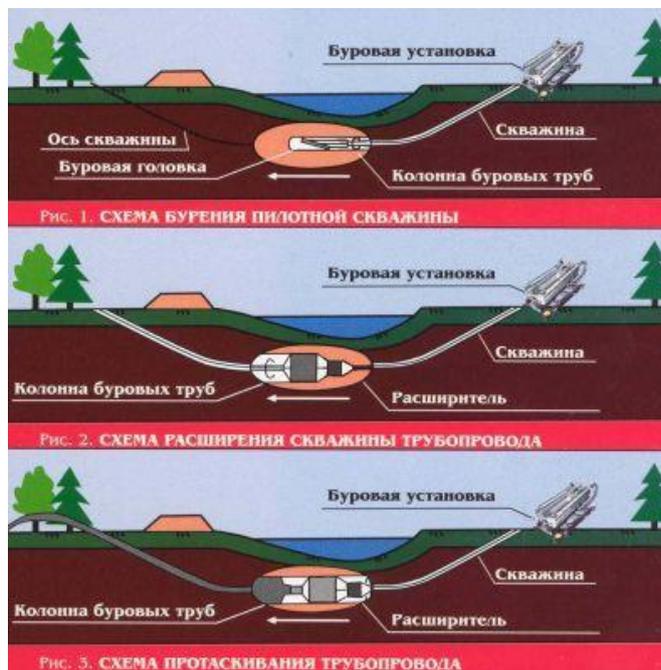


Рисунок 7 – Основные этапы процесса наклонно-направленного бурения

– бурение пилотной скважины под дном водной преграды, либо иным

					Анализ существующих технологий, техники и организации	
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

препятствием с выходом буровой головки на противоположном берегу в заранее намеченную точку;

- расширение пилотной скважины с одновременной прокладкой второй колонны труб;

- протаскивание в скважину предварительно сваренного, заизолированного и испытанного на прочность и герметичность трубопровода.



Рисунок 8 –Установка наклонно-направленного бурения

Выбор бестраншейного способа прокладки труб зависит от диаметра и длины трубопровода, физико-механических свойств и гидрогеологических условий разрабатываемых грунтов.

Выбор способа также зависит от наличия в строительных организациях, соответствующих трубопрокалывающих, продавливающих и бурильных агрегатов, установок и оборудования.

Для облегчения выбора можно воспользоваться рекомендациями, приведенными в табл.1 [71].

Таблица 1 – Рекомендуемые способы бестраншейной прокладки трубопроводов

					Анализ существующих технологий, техники и организации	
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

рабочего трубопровода	защитного кожуха	открытом	бестраншейном		рабочего трубопровода	защитного кожуха	открытом	бестраншейном	
			горизонтальное бурение	продавливание и прокол				горизонтальное бурение	продавливание и прокол
159	325	8	8	9	720	920	10	10	12
219	377	9	9	10	820	1020	10	11	14
273	426	9	9	11	920	1220	10	11	14
325	530	9	10	12	1020	1220	10	11	14
426	630	10	10	12	1220	1420	11	12	14
530	720	10	10	12	1420	1720	16	16	16
630	820	10	10	12					

Грунты в месте пересечения железной дороги представлены суглинками тяжелыми, твердыми и полутвердыми, а также мягкопластичными с галькой, гравием, щебнем и дресвой. Диаметр проектируемого газопровода равен 377 мм (существующий участок имел этот диаметр), диаметр кожуха (футляра) должен быть большим, чем диаметр прокладываемого трубопровода не менее чем на 200 мм т.е. около 600 мм.

Прекращение подачи газа потребителям может быть согласовано только в летний период и не более 4 - 5 суток. Западносибирская железная дорога согласовывает только бестраншейный способ прокладки газопровода на пересечении с железной дорогой. Участок бестраншейной прокладки кожуха имеет длину 32 м. Капитальный ремонт должен быть выполнен в максимально короткий срок, быть как можно менее дорогостоящим, приносить меньший вред окружающей природной среде. В соответствии с вышеперечисленными факторами и рекомендациями наиболее приемлемым методом бестраншейной прокладки на данном участке производства работ является метод горизонтального бурения с применением установок горизонтального бурения типа УГБ.

Анализ существующих технологий, техники и организации

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	

3 РАСЧЕТНАЯ ЧАСТЬ

3.1 Расчет теплофизических характеристик природного газа

Расчет необходим для определения свойств рабочей среды, используемых в дальнейших расчетах.

Расчет выполняем в соответствии с СТО «Газпром» 2-3.5-051-2006 «Нормы технологического проектирования магистральных газопроводов», 2006 г.

Расчет представлен в приложении А.

3.2 Расчет стационарного гидравлического режима работы линейного участка и тепловой расчет подземного газопровода

Расчет необходим для проверки пропускной способности газопровода-отвода, определения параметров среды в расчетных точках газопровода-отвода.

Расчет выполняем в соответствии с СТО «Газпром» 2-3.5-051-2006 «Нормы технологического проектирования магистральных газопроводов», 2006 г.

Расчет представлен в приложении Б.

3.3 Расчет трубопровода на прочность

Расчет необходим для определения прочностных свойств газопровода-отвода. В расчет входят: определение толщины стенки газопровода (в том числе при наличии продольных осевых сжимающих напряжений), определение минимальной температуры замыкания в нитку и минимального радиуса упругого изгиба оси газопровода, проверка на прочность газопровода в продольном

					Технология проведения капитального ремонта газопровода-отвода условным диаметром 350мм на переходе через железную дорогу		
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата			
Разраб.		Судариков П.П.			Расчетная часть		
Руковод.		Цимбалюк А.Ф.					
Консульт.		Гуляев М.В.					
И.о.Зав. каф.		Бурков П. В.					
					Лит.	Лист	Листов
					ТПУ гр. 3-2Б31Т		

направлении, проверка предотвращения недопустимых пластических деформаций, проверка общей устойчивости газопровода в продольном направлении в плоскости наименьшей жесткости системы.

Расчет выполняем в соответствии с СНиП 2.05.06-85* «Магистральные трубопроводы. Нормы проектирования», 1997 г. и СНиП 2.01.07-85* «Нагрузки и воздействия», 1993 г.

Выбор труб для замены участков линейной части газопровода-отвода выполняется на основании: данных по климату в районе строительства; гидравлического расчета, расчета труб на прочность, требований СНиП 2.05.06-85* «Магистральные трубопроводы. Нормы проектирования»; РД 51-3133949-58-2000 «Инструкции по применению стальных труб в газовой и нефтяной промышленности». В результате были выбраны стальные бесшовные горячедеформированные трубы Челябинского трубопрокатного завода: 377x9-Ст.20 ТУ 14-3-1128-2000 и 377x12-Ст.20 ТУ 14-3-1128-2000 с заводским антикоррозионным покрытием усиленного типа ТУ 1394-012-17213088-03; для кожуха были выбраны спиральношовные трубы Волжского трубного завода 630x12-Ст3сп ГОСТ 8696-74* с заводским антикоррозионным покрытием усиленного типа ТУ 1394-011-17213088-03.

Газопровод – отвод к ГРС в соответствии с СНиП 2.05.06-85* относится к I классу. Категории участков на переходе через железную дорогу общей сети указаны в графической части проекта 2, 3, 4.

Расчет трубопровода на прочность представлен в приложении В.

3.4 Расчет на устойчивость положения против всплытия (балластировка газопровода)

Расчет необходим для определения устойчивости положения газопровода-отвода, прокладываемого на переходе через реку Юргинка.

Расчет выполняем в соответствии с ВСН 39-1.9-003-98 «Конструкции и

					Расчетная часть	
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

$$L_{ум} = L/n = 130/37 = 3,51 м.$$

3.5 Расчет толщины стенки защитного футляра

Расчет необходим для определения толщины стенки защитного футляра из условия обеспечения прочностных свойств футляра.

Расчет выполняем в соответствии с Л.А. Бабин, П.Н. Григоренко, Е.Н. Ярыгин. «Типовые расчеты при сооружении трубопроводов». – Москва: «Недра», 1995г.;

Расчет представлен в приложении Г.

3.6 Теплотехнический расчет трубопровода при подземном переходе железной дороги

При проектировании подземного перехода железной дороги трубопроводами на участках с залеганием в земляном полотне грунтов, подверженных морозному пучению, необходимо выполнять теплотехнические расчеты для предупреждения недопустимых нарушений режима температуры и морозного пучения этих грунтов. Неравномерное пучение железнодорожного пути в продольном профиле обуславливается разницей в глубинах промерзания-оттаивания грунта над трубопроводом и вне зоны его теплового влияния.

Теплотехническим расчетом необходимо определить параметры заложения трубопровода (глубину заложения от подошвы рельсов до верха защитной трубы и температуру воздуха в защитной трубе), при которых сезонные деформации пути от морозного пучения будут равномерными, не превышающими установленных норм содержания для данного класса пути.

Расчет выполняем в соответствии с № ЦПИ-22 «Переходы железных дорог трубопроводами», Министерство путей сообщения. Главное управление пути. Всероссийский научно-исследовательский институт железнодорожного

					Расчетная часть	
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

транспорта. 1995 г.

Исходные данные:

d_1 - диаметр газопровода = 0,377 м;

h – глубина заложения трубопровода (минимальное расстояние от подошвы рельсов до верха защитного кожуха – данные по профилю) = 3,43 м;

D - диаметр защитного кожуха = 0,63 м;

δ - толщина стенки защитного кожуха = 12,0 мм;

Класс железнодорожного пути – 1;

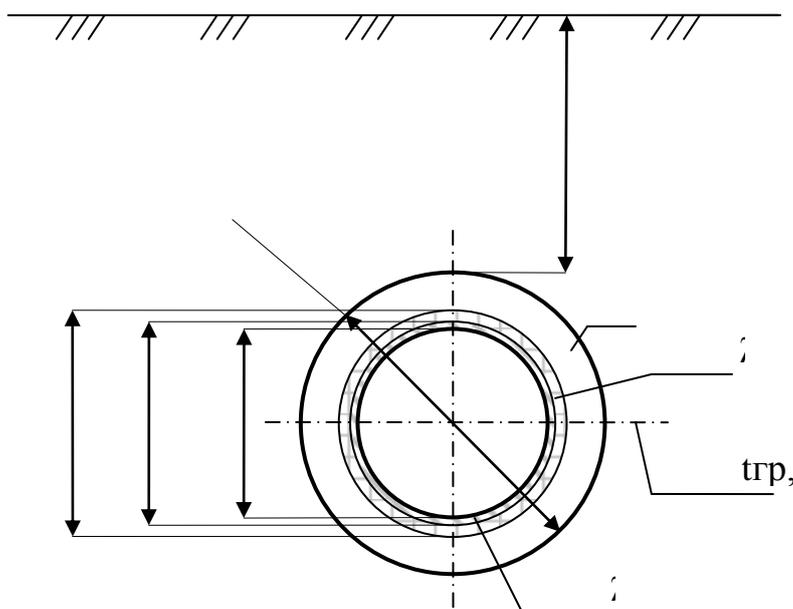


Рисунок 9– Расчетная схема рабочего трубопровода в защитной трубе при пересечении земляного полотна

n_1 - продолжительность суток отрицательных температур наружного воздуха (СНиП 23-01-99 таблица 1, пункт 9) = 175 сут;

n_2 - средняя отрицательная температура наружного воздуха (СНиП 23-01-99 таблица 1, пункт 10) = 12,2 °С;

h_1 - уровень грунтовых вод (от поверхности земли) УГВ (по материалам инженерно-геологического обследования участка перехода) = 13 м;

$z_{пр}$ - глубина промерзания (по материалам инженерно-геологического обследования участка перехода) = 2,2 м;

t_t - температура теплоносителя (газа) = 2,93 °С;

					Расчетная часть	
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

l - длина защитного кожуха = 115 м;

R_p - величина пучения грунта (по материалам инженерно-геологического обследования участка перехода) = 70 мм;

d_2 - наружный диаметр 1-го слоя изоляции = 0,3814 м;

λ_2 - коэффициент теплопроводности 1-го слоя изоляции (СП 41-103-2000 приложение А) = 0,086 ккал/м*ч*°С;

d_3 - наружный диаметр 2-го слоя изоляции, м;

λ_3 - коэффициент теплопроводности 2-го слоя изоляции, ккал/м*ч*°С

т.к. отсутствует 2-й слой изоляции то $R_{из2} = 0$);

α - коэффициент теплоотдачи на поверхности (СП 41-103-2000 таблица 2) = 8,6 ккал/м²*ч*°С;

$\lambda_{гр}$ - коэффициент теплопроводности грунта (СП 41-103-2000 таблица 6 по плотности сухого грунта) = 1,15 ккал/м*ч*°С;

Расчет:

Ω - средняя сумма градусо-суток отрицательных температур наружного воздуха:

$$\Omega = n_1 * n_2 = 175 * 12,2 = 2135^\circ \text{Ссутки};$$

Данному значению Ω соответствует 3-й климатический район (№ ЦПИ-22, п.3.1.1);

h_0 - глубина оси защитной трубы:

$$h_0 = h + \frac{D}{2} = 3,43 + \frac{0,63}{2} = 3,745 \text{ м};$$

$t_{гр}$ - температура грунта (№ ЦПИ-22, таблица 1) = 1,95 °С;

$t_{пр}$ - расчетная температура наружного воздуха в период максимального промерзания грунта (№ ЦПИ-22, таблица 2) = -10 °С

$t_{кн}$ - температура воздуха в защитной трубе (нормативная) (№ ЦПИ-22, таблицы 3-10) = 7,15 °С;

$R_{из}$ - суммарное термическое сопротивление слоев изоляции и поверхности газопровода:

					Расчетная часть		
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата			

$$R_{из} = \frac{1}{2 \cdot \pi \cdot \lambda_2} \cdot \ln \frac{d_2}{d_1} + \frac{1}{2 \cdot \pi \cdot \lambda_3} \cdot \ln \frac{d_3}{d_2} + \frac{1}{\pi \cdot d_2 \cdot \alpha} =$$

$$\frac{1}{2 \cdot 3,1415 \cdot 0,086} \cdot \ln \frac{0,3814}{0,377} + 0 + \frac{1}{3,1415 \cdot 0,3814 \cdot 8,6} = 0,1185 \frac{М^2 \cdot ч \cdot ^\circ С}{ккал}$$

Отношение $h / D = 3,43 / 0,63 = 5,44$;

Bi - безразмерный коэффициент БИО (№ ЦПИ-22, рис.2 по отношению h / D) = 0,48;

K - коэффициент теплопередачи:

$$K = \frac{Bi \cdot \lambda_{гп}}{D} = \frac{0,48 \cdot 1,15}{0,63} = 0,8762 \frac{ккал}{М^2 \cdot ч \cdot ^\circ С};$$

t_k - температура воздуха в защитной трубе (расчетная) (№ ЦПИ-22, стр.23):

$$t_k = \frac{t_m / R_{из} + \pi \cdot D \cdot K \cdot t_{гп}}{1 / R_{из} + \pi \cdot D \cdot K} = \frac{2,93 / 0,1185 + 3,1415 \cdot 0,63 \cdot 0,8762 \cdot 1,95}{1 / 0,1185 + 3,1415 \cdot 0,63 \cdot 0,8762} = 2,76^\circ С;$$

$\max(t_k \text{ н} + 5\% \cdot t_k \text{ н}) = (7,15 + 0,05 \cdot 7,15) = 7,5075^\circ С$;

t_k расчетная = 2,76 °С < $\max(t_k \text{ н} + 5\% \cdot t_k \text{ н}) = 7,5075^\circ С$ - расхождение рассчитанного и допустимого значения температур менее 5% - тепловой баланс в норме – выбранная глубина заложения трубопровода верна.

Расчетная часть

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	

4 КОНСТРУКТИВНАЯ ЧАСТЬ

В связи с невозможностью вывода действующего газопровода-отвода из эксплуатации на весь период проведения ремонтных работ (прекращение подачи газа потребителям может быть согласовано только в летний период в течение не более 4 - 5 суток) проектом предусмотрена следующая последовательность работ:

1. Строительство новой нитки газопровода параллельно с действующим газопроводом на переходе через железную дорогу общей сети и реку Юргинка.
2. Отключение газопровода-отвода, подключение вновь построенной нитки, испытание на прочность и проверка на герметичность.
3. Вытеснение воды из газопровода-отвода, осушка внутренней полости, подключение к магистральному газопроводу Парабель–Кузбасс.
4. Демонтаж старого газопровода на участке, где ремонт произведен с полной заменой труб, рекультивация нарушенных при проведении ремонта земель.

					Технология проведения капитального ремонта газопровода-отвода условным диаметром 350мм на переходе через железную дорогу					
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>	Конструктивная часть			<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
Разраб.		Судариков П.П.								
Руковод.		Цимбалюк А.Ф.								
Консульт.		Гуляев М.В.								
И.о.Зав. каф.		Бурков П. В.								
								ТПУ гр. 3-2Б31Т		

5ТЕХНОЛОГИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ

5.1 Организация производства работ

Проведение работ по капитальному ремонту газопровода необходимо осуществлять после сдачи участка газопровода Заказчиком Подрядчику в установленном порядке. Разрешение на производство работ выдается Подрядчику, согласно установленному в ПАО «Газпром» порядку.

Работы по капитальному ремонту газопровода должны выполняться специализированной организацией, которая имеет лицензию на данный вид деятельности, либо подразделением эксплуатирующей газопровод организации в соответствии с ППР, согласованным с заинтересованными организациями и с учетом требований техники безопасности.

Заказчиком капитального ремонта проектируемого объекта является ООО «Газпром трансгаз Томск». Капитальный ремонт объекта будет осуществлять на правах генподрядчика ОАО «Сибтрубопроводстрой». Для выполнения монтажных и специальных работ необходимо привлечь на субподрядных началах специализированные строительные и монтажные организации.

Капитальный ремонт линейной части газопровода и сооружений на нем намечено осуществить комплексной линейной колонной в составе подразделений и бригад, выполняющих все виды ремонтно-строительных и монтажных работ при капитальном ремонте газопровода. Обслуживание капитального ремонта линейной части газопровода будет обеспечено производственной базой подрядчика, а также временным притрассовым строительным хозяйством производственного и складского назначения (гнутье кривых вставок, текущий ремонт и обслуживание машин и механизмов).

					Технология проведения капитального ремонта газопровода-отвода условным диаметром 350мм на переходе через железную дорогу		
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата			
Разраб.		Судариков П.П.			Технологическая часть		
Руковод.		Цимбалюк А.Ф.					
Консульт.		Гуляев М.В.					
И.о.Зав. каф.		Бурков П. В.					
					Лит.	Лист	Листов
					ТПУ гр. 3-2Б31Т		

Проектом предусмотрена подземная укладка газопровода.

Глубина заложения газопровода DN 350 мм:

3 м – от подошвы рельса до верха защитной трубы (требование технических условий ЗСЖД);

1,4 м – под автомобильными и полевыми дорогами;

не менее 1,0 м - на остальных участках газопровода.

Сооружение трубопроводов будет происходить в летний период.

Для проезда вдоль трассы и прохода строительной техники необходимо устройство вдольтрассового проезда (засыпка ям, срезка бугров, прокладка водопропускных труб).

Разработку траншей в обычных условиях необходимо производить одноковшовым экскаватором, обратную засыпку - бульдозером.

На переходах через водные преграды разработка траншей предусматривается следующим образом: на береговых участках – бульдозерами и экскаваторами, в русловой части – экскаватором.

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

Укладка газопровода предусмотрена с бровки траншеи и с насыпи.

Сварка труб осуществляется поточно-расчленным методом непосредственно на трассе ручной электродуговой сваркой с применением самоходных сварочных установок.

Проектом предусмотрено применение труб с заводской изоляцией – на участках с заменой труб.

Укладку трубопровода в подготовленную траншею необходимо производить трубоукладчиками ТО-1224, Т-1530В, Т-3560М.

На переходах через обводненные участки и затопляемые участки трассы проектом предусмотрена балластировка железобетонными кольцевыми грузами.

Очистку полости и испытание газопровода на прочность и герметичность необходимо производить согласно инструкции по производству и очистке

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата						

максимального использования газа потребителями;

- снизить давление газа до 20÷50 мм вод. ст. со сбросом газа в атмосферу через свечи крана 415 и охранного крана ГРС;

- отсоединить газопровод от магистрального газопровода с проведением комплекса огневых работ (вырезка отверстий, установка резиновых шаров, вырезка катушек, приварка сферических заглушек и другие работы в соответствии с планом организации огневых работ);

- освободить газопровод-отвод от газа.

До начала строительных работ Заказчик выполняет:

- обозначение на местности вешками местоположение газопровода, кабеля технологической связи и других подземных и сопутствующих сооружений во всей зоне проведения работ (места пересечений должны быть подтверждены представителями организаций, эксплуатирующих указанные коммуникации);

- передача по акту подрядчику трассы обозначенных коммуникаций;

- обеспечение ремонтно-строительных подразделений связью с диспетчерской службой ЛПУ МГ;

- разработка, утверждение в объединении «Газпром трансгаз Томск» и согласование с ВСГТЦ ООО «Газнадзор» плана организации огневых работ.

Подготовка к проведению работ подрядной строительной организации включает в себя:

- разработку проекта производства работ (ППР), который должен быть согласован с эксплуатирующей газопровод-отвод организацией (ООО «Газпром трансгаз Томск»);

- оборудование переездов через газопровод и кабель связи;

- оборудование площадки для складирования труб и материалов;

- расположение за пределами охранной зоны действующего газопровода временной площадки для стоянки строительной техники;

- организация связи участка проведения работ с диспетчерскими службами ЛПУ МГ;

						<i>Технологическая часть</i>	
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>			

- получение письменного разрешения владельца газопровода на производство работ в его охранной зоне.

5.1.2 Земляные работы

Основные земляные работы на участке капитального ремонта включают в себя:

- снятие плодородного слоя грунта;
- разработку траншей и котлованов;
- ручную доработку грунта;
- вскрытие демонтируемого газопровода сверху и с одной боковой стороны;
- вскрытие демонтируемого газопровода сверху и с двух боковых сторон на участке перехода через реку;
- обратную засыпку траншей и котлованов;
- засыпку газопровода, включая подбивку и уплотнение грунта под трубой;
- восстановление плодородного слоя грунта (рекультивация земли).

Земляные работы при ремонте газопровода выполняются в строгом соответствии с требованиями ППР и типовых технологических карт. При отсутствии проекта, земляные работы производятся в соответствии с нормативно-технической документацией, действующей в ПАО «Газпром».

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

При пересечении трассы с действующими подземными коммуникациями разработку грунта механизированным способом необходимо производить с учетом требований СНиП 3.02.01-87 «Земляные сооружения, основания и фундаменты», на расстоянии не ближе 2 м от боковой стенки и не менее 1 м над верхом коммуникаций (трубы, кабели и др.).

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата					

Разработку траншей предусмотреть одноковшовым экскаватором, обратную засыпку - бульдозером.

До начала работ по засыпке отремонтированного и уложенного в траншею газопровода производится восстановление устройств электрохимзащиты (приварка катодных выводов).

При засыпке газопровода необходимо обеспечить сохранность труб и изоляционного покрытия, а также плотное прилегание газопровода к дну траншеи.

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

После завершения технической рекультивации выполнить биологическую рекультивацию, предусматривающую проведение комплекса агротехнических мероприятий, определенных проектом.

Контроль качества выполнения земляных работ должен проводиться в соответствии с ВСН 012-88, часть I.

5.1.3 Производство работ методом горизонтального бурения

5.1.3.1 Указания по производству работ методом горизонтального бурения

Работы по прокладке кожуха производятся с помощью установки горизонтального бурения, принцип работы и техническая характеристика которой описаны в разделе.

До начала работ необходимо внимательно ознакомиться с геологическим разрезом по проекту. При разработке рабочего котлована убедиться в отсутствии плывуна. При сильном обводнении грунтов необходимо изготовить авангардную часть кожуха с козырьком длиной 700 мм.

<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>	<i>Технологическая часть</i>					

Бурение можно производить без козырька на авангардной части кожуха только в том случае, если грунт рабочего котлована будет соответствовать проекту или он состоит из твердых глин без водоносных, илистых включений. На авангардной части предусмотреть кольцо для защиты изоляции кожуха.

Во время бурения необходимо следить за составом грунта, поступающего из трубы. В случае появления сыпучих песков или плывунов увеличить расстояние от уреза трубы до режущей кромки бура на величину 1000-1400 мм.

Перед началом производства работ выполняется геодезическая обноска для контроля положения трубы и учета удаляемого из трубы грунта.

Все кабели, которые будут пересекать кожух газопровода и которые могут оказаться в зоне строительных работ, должны быть обозначены вехами, аншлагами, видимыми для машинистов землеройных и грузоподъемных машин.

Кабели, попадающие в призму обрушения при устройстве котлованов, откопать в присутствии владельцев и вывесить на траверсы из деревянных или металлических балок. Металлические балки заземлить.

Воздушные линии связи и ЛЭП, и их опасные зоны, обозначаются и ограждаются знаками от случайного повреждения строительной техникой.

После разработки рабочего котлована, при необходимости, укрепить его откосы.

Рабочий котлован представляет собой траншею, длина которой на 8-12 м больше длины прокладываемой трубы, а ширина в верхней части на 1,5-2 м больше ширины машины и в нижней - на 1-1,5 м больше наружного диаметра трубы. Котлован должен быть на 0,7-1 м глубже проектной отметки положения нижней образующей трубы-патрона.

В конце рабочего котлована, примыкающего к объекту проходки, отрывается поперечная траншея шириной 1-1,5 м и длиной 7-10 м под якорь. Она образует с рабочей траншеей фигуру в виде буквы Т, на днище котлована укладываются железобетонные дорожные плиты и роликовые опоры на расстоянии 6-10 м друг от друга.

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	<i>Технологическая часть</i>					

Далее монтируется установка горизонтального бурения. Произвести выверку правильности монтажа по направлению в плане и по вертикали.

Сообщить о готовности к производству работ представителям владельца дороги, совместно с ним производится осмотр сооружения насыпи дороги, правильность вскрытия и крепления и кабелей, установка знаков безопасности и др.

При наличии высоких грунтовых вод во избежание осадки земляного полотна или выноса грунта подземными водами необходимо до начала земляных работ осушить участок перехода методом открытого водоотлива или закрытого водопонижения.

Открытый метод предусматривает устройство водоотливных каналов и колодцев. Закрытое водопонижение предполагает использование иглофильтров.

В присутствии представителя владельца дороги начать укладку кожуха.

Сварка стыков производится согласно требованиям ВСН 006-89 «Строительство магистральных и промысловых трубопроводов. Сварка».

Изоляцию стыков производить термоусаживающимися манжетами ТЕРМА-СТМП-630. Перед бурением произвести осмотр трубы, проверить состояние изоляции ее поверхности, произвести осмотр механизмов и сооружений дороги. Начать укладку трубы.

Разработка приемного котлована производится по мере приближения лобового конца трубы к проектному положению или после окончания бурения.

Приемный котлован для выхода режущей головки и демонтажа ее и шнекового транспортера имеет следующие габариты: длину 6-8 м, ширину на 1-1,5 м больше диаметра трубы-патрона, в глубину - на 10-15 см больше нижней проектной отметки трубы.

Конкретные размеры рабочего и приемного котлованов, их привязка указаны в графической части проекта 8.

После завершения работ по укладке кожуха и завершения работ по рекультивации участка совместно с представителем владельца дороги

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	<i>Технологическая часть</i>					

производится осмотр сооружений дороги и ее полосы отвода. По результатам осмотра составляется Акт.

5.1.3.2 Установка горизонтального бурения УГБ-17



Рисунок 10 – Установка горизонтального бурения УГБ-17

Установка горизонтального бурения предназначена для сооружения подземных переходов трубопроводов, линий связи или других коммуникаций под шоссейными и железными дорогами или сооружениями в грунтах I-IV категорий и в мерзлых грунтах без прекращения движения по дорогам или сноса (обхода) сооружений, то есть по бестраншейной технологии.

Принцип работы установки основан на механическом бурении. Основным рабочим органом установки является буровая (фрезерная) головка.

При бурении одновременно в забой (скважину) подается прокладываемая труба-патрон.

Грунт, образующийся в результате разработки, постоянно удаляется шнековым транспортером.

Подача механизма бурения и трубы-патрона производится механической лебедкой. Максимальная единичная технологическая длина прохода (без переустановки машины на патроне или переустановки якоря, или смены канатной

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	<i>Технологическая часть</i>					



Рисунок 11 – Примерная схема производства работ с помощью установки УГБ-17

Таблица 3–Технические характеристики УГБ-17

Проектная длина прохода, м	60 - 120
Диаметр патрона, мм	530 – 1720
Максимальное усилие подачи, тН	160
Силовой агрегат, тип мощность, кВт (л.с.)	дизель ЯМЗ-236 132 (180)
Усилие тяговой лебедки, тН:	
без полиспаста	16
со штатным полиспастом	160
Габаритные размеры, мм	4200x2300x2100
Масса (без шнеков), кг	9000

Практика широкого применения машин горизонтального бурения при строительстве магистральных трубопроводов выявила их более высокие эксплуатационные качества по сравнению с другими подобными механизмами.

При производстве работ на переходе через железную дорогу на бровке рабочего котлована выкладываются, стыкуются и свариваются трубы защитного кожуха (труба-патрон).

Длина изготовленной таким образом трубы должна быть на 6—8 м больше необходимой длины скважины.

Готовится шнек с буром нужной длины, а также авангардная часть трубы в соответствии с таблицей 4 и Рис.12.

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

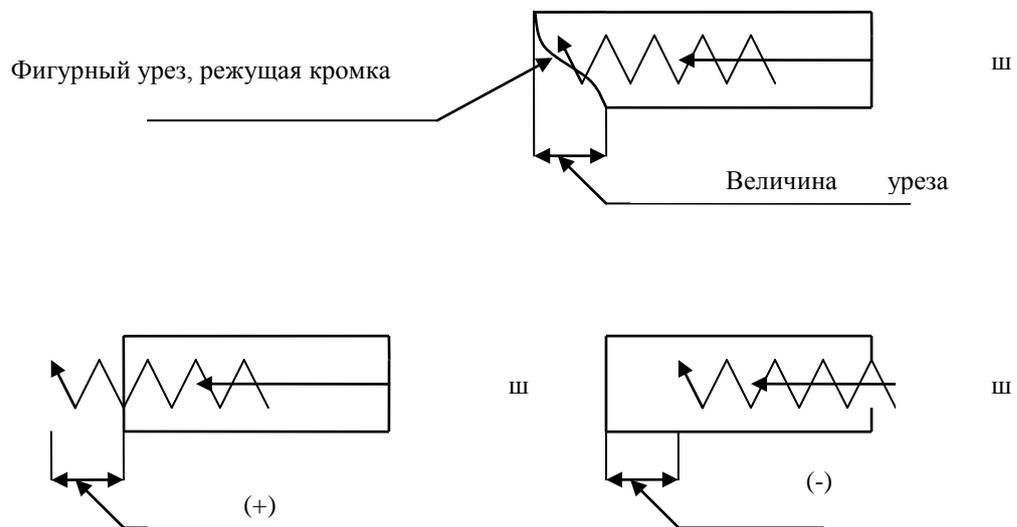


Рисунок 12 – Схематичный рисунок козырька авангардной трубы, зазора между урезом трубы (при прямом срезе торца трубы) и режущей кромкой бура

В готовую трубу «затаривается» шнек при помощи бульдозера и трубоукладчика. Затем труба-патрон с уложенным шнеком и укрепленной на его конце режущей головкой спускается в рабочий котлован при помощи двух трубоукладчиков и укладывается на ложемент УГБ (закрепляется стяжными хомутами сама машина, одновременно соединяется конец шнека с валом привода) и временный упор на входе в грунт. Направление перед забуриванием по вертикали и в плане проверяется геодезическими приборами и по ранее установленной обноске.

В поперечную траншею укладывается якорь в виде специального упорного бруса или двух труб диаметром 426—529 мм. К брусу крепится кран-блок полиспаста и запасовывается в систему блоков канат, идущий от лебедки.

При включении установки шнек с режущей головкой начинает вращаться. Зубья режущей головки, оснащенные твердым сплавом, разрушают грунт, который подхватывается шнеком и транспортируется до противоположного конца трубы-патрона, где высыпается на дно траншеи. Режущая головка разрабатывает скважину несколько большего диаметра, чем диаметр прокладываемой трубы-патрона, исключая обжатие грунтом и снижая тем самым усилие подачи трубы-

геологических данных - необходимо вести учет выбранного из трубы грунта и величину подачи трубы в насыпь в журнале горизонтального бурения (прилагается к ППР). В случае превышения объема поступающего из трубы грунта над объемом по таблице, прекратить работу шнека с буром и трубу подавать только механической лебедкой. Шнек находится только внутри трубы.

5.1.3 Журнал горизонтального бурения

Журнал горизонтального бурения.

Устройство перехода газопровода через железную дорогу.

Правила учета

На бровке котлована в месте, не мешающем работам по укладке трубы, установить створ.

Трубу разметить через 1 м с указанием погонажа.

Пользуясь створом, заметить положение трубы и данные занести в журнал.

Начать работу по задавливанию трубы и при выемке грунта, предварительно подсчитав емкость ковша или бабды, вести учет выбираемого грунта. Данные сравнивать при проходе меток через створ. При отклонении объемов бурение прекращается до выяснения причины.

Таблица объема на 1 м трубы

Диаметр трубы	530	630	720	820	1020	1220	1420
Объем грунта на 1 м трубы	0,22	0,31	0,41	0,53	0,82	1,17	1,58

Таблица выемки грунта при укладке кожуха из трубы диаметром _____ мм
от ПК _____ + _____

Таблица выемки грунта при укладке кожуха из трубы диаметром _____ мм
от ПК _____ + _____

					Технологическая часть		
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата			

Дата записи	Положение трубы (м)	Объем норм.	Объем факт.	Отклонение в объеме	Примечание
1	2	3	4	5	6

Запись произвел _____ / _____ /

5.1.4 Сварочно-монтажные работы

Сварочные работы должны выполняться в соответствии с действующими нормативными документами, устанавливающими требования к квалификации сварщиков, специалистов сварочного производства, специалистов неразрушающего контроля качества сварных соединений, к сварочным материалам и оборудованию.

Перед проведением сварочно-монтажных работ должно быть проведено освидетельствование, контроль и приемка поступивших труб с оформлением актов о возможности использования этих труб для ремонта газопровода.

Подготовка труб под сварку, сборка и сварка должны выполняться с соблюдением требований:

- СНиП III-42-80* «Магистральные трубопроводы. Правила производства и приемки работ»;
- ВСН 006-89 «Строительство магистральных и промышленных трубопроводов. Сварка»;
- РД 558-97 «Руководящий документ по технологии сварки при

					<i>Технологическая часть</i>		
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>			

выполнены защитные коробки с регулируемыми пластинами, на которые устанавливаются и закрепляются опоры из диэлектрического материала. Диэлектрический материал является скользящим элементом при протаскивании трубопровода в кожух.

На данных опорных кольцах предусмотрена установка креплений для защитных труб кабелей технологической связи, укладываемых совместно с трубопроводами. Опорно-направляющие кольца, резиновые манжеты и укрытия резиновых манжет производятся ООО «Переход», г.Волжский Волгоградской области. Труба газопровода для перехода должна выполняться с запасом по длине от 2х до 6-ти м больше кожуха.

Расчет количества трубоукладчиков в колонне ведется в зависимости от длины перехода (L).

$$П = \frac{L - 2 * l_2}{l_1} + 1,$$

где П - количество трубоукладчиков в колонне;

L - общая длина укладываемой плети;

l₁ - длина концевых участков =15м. (для трубы DN350);

l₂ - длина промежуточных участков=3м.

$$П = \frac{121 - 2 * 3}{15} + 1 = 8,6 \approx 9шт$$

Таблица 5–Расстояния для установки трубоукладчиков при протаскивании плети

	Диаметр трубы перехода	l ₁	l ₂
1	529	15÷20	0÷4
2	720÷1020	30	0÷10
3	1220	35	0÷10
4	1420	40	0÷15

Затем проверяется вес участка трубы на один трубоукладчик. Вес участка не должен превышать грузоподъемности трубоукладчика.

Грузоподъемность рассчитывается по формуле:

$$Гп > l_1 * q_{тр},$$

					Технологическая часть		
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата			

где G_p - грузоподъемность трубоукладчика по табл.7 (выбираем трубоукладчик ТО 1224);

l_1 - длина промежуточного участка по табл. 5;

$q_{тр}$ - вес погонного метра трубы с учетом веса изоляции и футеровки по табл. 6.

$12тн > 15 * 0,15 = 2,25тн$ – условие выполняется (вес участка трубы на один трубоукладчик выбран верно).

Таблица 6–Ориентировочный вес погонного метра трубы с учетом веса изоляции и футеровки

Диаметр \varnothing трубы перехода, мм		Вес l п/м трубы тн/м.п.
2	529	0,18
3	720	0,30
4	1020	0,45
5	1220	0,55
6	1420	0,60

Таблица 7–Характеристики трубоукладчиков

Марка трубоукладчика	Базовая машина	Момент устойчивости Кн м	Грузоподъемность трубоукладчика тн
1 ТО 1224	T100M	330	12
2 ТО 1530	T100M T130	412	15
3 ТГ201	T130	490	20
4 ТЗ560	Д804	735	35
5 ТГ502	T330	1080	50
6 «Интернационал» (США)	ТД-25С	815	68
7 «Камацу» (Япония)	Д 155С	815	70
8 «Катерпиллер» K-594Н (США)	Д9	1080	90,7
9 «Камацу» (Япония)	Д355с	1130	92
10 К 591	-	-	158,76

На торец плети монтируется заглушка с приспособлением закрепления троса для буксировки и удерживания трубы при протаскивании в кожух. Затягивание трубы производится трактором и трубоукладчиками, согласно схеме укладки участка газопровода-отвода в защитный футляр.

Для укладки рабочего троса через кожух протягивается тонкий стальной трос или не стальной канат вручную, после чего его зацепляют за рабочий трос и с помощью трактора или автомобиля протаскивают рабочий трос.

					Технологическая часть	
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Укладываемую плетть на мягких полотенцах вывесить трубоукладчиками, опустить в траншею по оси защитного кожуха. Зацепить трос за сцепленное устройство и по команде руководителя работ произвести затягивание плети в кожух.

Протаскивание рабочей плети через полость кожуха осуществить бульдозером, который создает тяговое усилие при поддержке трубоукладчиками, движущимися с одинаковой скоростью.

Перед началом работ по протаскиванию участка перехода должны быть выполнены следующие мероприятия:

1. Все участники работ должны быть ознакомлены с настоящей схемой.
2. Произвести осмотр механизмов, грузозахватных приспособлений занятых в производстве работ.
3. Произвести осмотр траншеи, внутренней полости кожуха, плети перехода, площадок движения колонны трубоукладчиков, полосы движения тягового трактора.
4. Проверить крепление защитных труб кабелей связи.
5. Проверить сплошность изоляционного покрытия трубы на пробой изоляции.
6. Проверить наложение эластичных прокладок под опорными кольцами и усилие обжатия опорных колец вокруг трубы.
7. Определить и объяснить участникам протаскивания сигналы, подаваемые руководителем жестами и флагами. Распределить позывные при использовании радиосвязи. Назначить сигнальщиков и наблюдающих, определить какие сигналы подаются машинистами механизмов в процессе работ, при аварийных ситуациях и при неисправностях.
8. Место руководителя определить с таким расчетом, чтобы был виден урез кожуха и остальные участники работ.

По окончании укладки участка категории «В» в кожух, производится остановка сальников, а торцы плети закрываются временными деревянными

<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>	<i>Технологическая часть</i>				

заглушками, брезентом или пленкой.

После протаскивания плети необходимо проверить отсутствие электрического контакта «трубопровод-кожух» путем измерения сопротивления, а также расстояние от крайних опор до торца кожуха.

На концы защитного кожуха и трубопровода устанавливаются резиновые манжеты, предназначенные для герметизации межтрубного пространства и поверх манжет, устанавливается укрытие резиновых манжет, предназначенных для защиты от ударов и давления грунта на резиновые манжеты при засыпке траншеи в период ремонта, строительства и эксплуатации перехода трубопровода.

По окончании работ составить акт на приемку уложенного газопровода Ф.2.15, согласно ВСН-012-88(ч.II).

5.1.6 Монтаж прилегающих участков газопровода «I» и «III» категории

При монтаже прилегающих участков перехода необходимо особое внимание уделить земляным работам, особенно по устройству траншеи, так как разработка траншеи производится вблизи действующего газопровода. Время проведения земляных работ необходимо дополнительно согласовать с представителями эксплуатации и проводить в их присутствии по наряду- допуску. Такие же меры предосторожности принимаются при укладке плети в траншею, обратной засыпке плети до мест захлестов.

Работы производятся после снижения давления в газопроводе до минимально возможного значения с учетом максимального использования газа потребителями.

Подготовительные работы, земляные работы и сварочно-монтажные работы на прилегающих участках необходимо выполнять в существующем порядке, с

<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>	<i>Технологическая часть</i>				

учетом разделов 5.1.1, 5.1.2, 5.1.4. данной работы.

На переходе через реку Юргинка выполняются футеровка и балластировка газопровода железобетонными кольцевыми утяжелителями 2-УТК-377-12 с шагом установки 3,51 м.

Заблаговременно согласовывается срок отключения газопровода, сроки разработки траншеи, укладки плетей в проектное положение и испытание.

Укладку плети в траншею произвести с таким расчетом, чтобы концы плетей в местах захлеста не соприкасались с трубой действующего газопровода. Врезка нового участка газопровода в действующий газопровод осуществляется в соответствии с планом организации огневых работ.

5.1.7 Изоляционно-укладочные работы

На участках «В», «I», «II», «III» категорий газопровода предусматривается применение труб с полиэтиленовым покрытием усиленного типа, нанесенным в заводских условиях. Для изоляции зон сварных стыков предусматривается применение термоусаживающихся манжет ТЕРМА-СТМП-377 ТУ 2245-011-44271562-2004.

Изоляция зон сварных стыков производится на трассе после сварки секций изолированных труб в плети или сплошную нитку перед укладкой газопровода в траншею.

Изоляция зон сварных стыков непосредственно на трассе и укладка газопровода в траншею должны выполняться отдельно.

Применение термоусаживающихся манжет должно быть выполнено в соответствии с технологией, разработанной предприятием-изготовителем.

Ремонт антикоррозионного покрытия, нанесенного в заводских условиях, должен проводиться в соответствии с технологией завода-поставщика труб.

При изоляции сварных стыков термоусаживающимися манжетами и ремонте повреждений заводского покрытия обязательно должны проводиться:

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	Технологическая часть					

кольцевыми железобетонными пригрузами 2-УТК-377-12 ТУ 102-264-81 массой 604 кг.

Укладку изолированного газопровода с бровки траншеи необходимо производить в полностью подготовленную траншею (со спланированным дном) при соблюдении мер по предотвращению, оперативному обнаружению и устранению повреждений изоляционного покрытия.

Для предупреждения повреждений изоляционного покрытия при опуске газопровода в траншею, при укладке его с бровки, должны использоваться:

- троллейные подвески с катками, облицованные полиуретаном или другим материалом;
- мягкие монтажные полотенца;
- амортизирующие приспособления для стрел трубоукладчиков.

Работы по изоляции и укладке газопровода должны выполняться с соблюдением СП 106-34-96 «Укладка магистральных газопроводов из труб, изолированных в заводских условиях».

Контроль качества и приемка работ должны выполняться в соответствии с требованиями ВСН 012-88; ВСН 008-88, ГОСТ Р 51164-98.

Приварка контрольных и дренажных выводов, установка КИК (КИП) выполняются в соответствии с требованиями действующей нормативной документацией перед засыпкой газопровода.

5.1.8 Огневые работы

При выполнении огневых работ на линейной части магистрального газопровода необходимо руководствоваться следующими нормативными документами:

- 1.«Типовой инструкцией по организации безопасного проведения огневых работ на взрывоопасных и взрывопожароопасных объектах» РД 09.364.00, утвержденной Госгортехнадзором России 2000г.;

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	<i>Технологическая часть</i>	

2.«Правилами безопасности в нефтяной и газовой промышленности» РД 08-624-03;

3.«Правилами технической эксплуатации магистральных газопроводов» ВРД 39-1.10-006-2000*;

4.«Правилами безопасности при эксплуатации магистральных газопроводов», утв. МГП СССР 1985г.;

5.«Правилами пожарной безопасности в Российской Федерации» ППБ 01-03;

6.«Правилами пожарной безопасности для предприятий и организаций газовой промышленности» ВППБ 01-04-98;

7.«Типовой инструкцией по безопасному проведению огневых работ на газовых объектах ПАО «ГАЗПРОМ» СТО «Газпром» 14-2005.

Огневые работы на линейной части магистрального газопровода, при производстве капитального ремонта, проводятся по наряду – допуску и плану организации и проведения огневых работ, которые включают в себя:

1.Наименование объекта, места проведения работ, цель выполняемых работ, даты, расчетное время выполнения работ.

2.Краткие технические и конструктивные требования к используемым трубам, деталям, запорной арматуре, электродам и т.д., а также к производству всех видов специальных работ со ссылкой на нормативные документы.

3.Указания о материальном обеспечении работ.

4.Расстановка оборудования, механизмов, средств связи, охранных постов, пунктов отдыха и приема пищи, а также списочный состав персонала, участвующего в работах, с указанием фамилий и должностей лиц, ответственных за проведение работ.

5.Порядок и последовательность осуществляемых переключений (отключений, включений) участков трубопроводов, технологического оборудования, средств электрохимической защиты и другого оборудования.

6.Технологическую и ситуационную схему участка газопровода, на котором

					<i>Технологическая часть</i>		
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>			

производятся огневые работы.

7. Технологическую последовательность операций при выполнении огневых работ и испытаний отремонтированного участка газопровода.

8. Требования безопасности при выполнении огневых работ.

План организации огневых работ разрабатывается и утверждается в объединении «Газпром трансгаз Томск» и должен быть согласован с ВСГТЦ ООО «Газнадзор».

5.1.9 Погрузочно-разгрузочные работы

Все рабочие и ИТР, которые привлекаются к погрузочно-разгрузочным, складским и транспортным работам при строительстве, должны пройти обучение, инструктаж, проверку знаний и иметь квалификационные удостоверения.

Погрузочно-разгрузочные работы производить автокраном или трубоукладчиком при помощи строп универсальных.

При выполнении погрузочно-разгрузочных работ запрещается: находиться под грузом, проносить груз над кабиной автомашины, отлучаться водителю от автомашины, сбрасывать или вытаскивать грузы из автотранспорта.

Транспортные средства должны поддерживаться в хорошем состоянии и быть удобными для погрузки. Погрузка-разгрузка транспортных средств и транспортировка должны выполняться под надзором опытных руководителей, ответственных за обеспечение безопасной погрузки и транспортировки материалов.

Погрузка и разгрузка оборудования и материалов должна выполняться с соблюдением правил техники безопасности. Материалы, разгруженные на площадке хранения или на строительной площадке, в обязательном порядке должны быть размещены на подставках (базах) и подкладках.

Материалы не должны содержаться на грунте, а должны находиться на основаниях, поддонах, стеллажах. Материалы должны храниться согласно

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	<i>Технологическая часть</i>					

инструкциям производителя. Соответствующее хранение материалов и оборудования, их доставка на строительную площадку организуются ответственными лицами. Условия складов площадок хранения должны обеспечивать такие условия хранения материалов и оборудования, которые не ведут к ухудшению их технических характеристик и не повлияют на их эксплуатационные качества. Оснащение складов обеспечивает сохранность, раздельное хранение и доступность ко всем материалам. Складская зона должна быть доступна только для персонала, доступ которого санкционирован.

Материалы и оборудование, не соответствующие стандартам и техническим требованиям или имеющие дефекты, которые не могут быть устранены на строительной площадке, должны быть забракованы с составлением необходимого акта (рекламации).

Применение таких материалов и оборудования для работ не допускается. Их хранение до решения вопроса о рекламации должно быть организовано обособленно от качественных.

5.1.10 Очистка внутренней полости газопровода и гидравлическое испытание

Очистка внутренней полости газопровода DN350 на участке км0-км9.8 предусмотрена промывкой с пропуском очистного поршня типа ОПКЛ, либо ОПР-М. Промывку совмещают с вытеснением воздуха и заполнением трубопровода водой. Забор воды для промывки, заполнения трубопровода и последующих гидроиспытаний предусмотрен путем подключения на км 9.6 к существующему трубопроводу (DN 300, Pp = 4.0 кгс/см²) осветленной воды, подаваемой из водохранилища золоотвала на Юргинскую ТЭЦ. Промывку проводить безостановочно при скорости движения поршня не менее 1.0 км/ч.

Расход воды, необходимой для промывки газопровода, составляет 150 м³, для проведения гидроиспытаний – 1050 м³.

					Технологическая часть	
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

При процессе промывки и вытеснения воды сжатым воздухом должны быть установлены охранные зоны по 60 м в обе стороны от оси газопровода и 800 м в направлении вылета разделителя.

После проведения гидроиспытаний необходимо провести осушку внутренней полости газопровода-отвода с применением передвижного генератора сжатого воздуха типа ГССВ.

Очистка полости газопровода, испытание на прочность, проверка на герметичность и вытеснение воды сжатым воздухом выполняются по специальной инструкции, отражающей местные условия работ и согласованной с заказчиком и органами его надзора, заинтересованными организациями и проектной организацией. Организацию и проведение работ по капитальному ремонту газопровода выполнить в соответствии с требованиями ПАО «Газпром» «Правила производства работ при капитальном ремонте линейной части магистральных газопроводов» и в соответствии с проектом производства работ, который должен быть согласован с ООО «Газпром трансгаз Томск», землепользователями и другими заинтересованными организациями.

5.1.11 Демонтаж старого участка газопровода

Демонтаж старого газопровода производится после укладки, засыпки и испытания вновь смонтированного участка газопровода, а также после отключения, заменяемого и подключения нового участка трубопровода к действующему.

Демонтаж линейной части старого газопровода производится в следующем порядке:

- удаляется растительный слой;
- вскрывается участок газопровода;
- разрезается на плети по 40-50м;
- удаляется из траншеи кранами-трубоукладчиками;

					Технологическая часть	
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

- засыпается траншея и производится рекультивация.

Разработку траншеи вести экскаватором с обратной лопатой, способом торцевого забоя с проходом «назад».

Для уменьшения объема земляных работ вскрытие газопровода производить сверху (до образующей трубы) и с одной стороны до низа образующей трубы, с крутизной откосов 1:0,5.

Приямки выполнять в местах резки газопровода на плети (ориентировочно через 40м).

Демонтаж газопровода производить кранами- трубоукладчиками с транспортировкой в «карманы» для дополнительных резки плетей на «однотрубки» с последующим вывозом «трубовозами».

После демонтажа произвести засыпку траншеи грунтом, оставшимся после разработки траншей, с послойным уплотнением и планировкой грунта, затем производится возвращение растительного грунта.

Перед вскрытием старого участка газопровода произвести продувку газопровода с анализом газовоздушной смеси.

Также демонтируется старая защитная труба на расстоянии 3м от подошвы насыпи до конца защитной трубы в обе стороны от железной дороги. Заполняется оставшаяся часть защитной трубы песчано-бетонной смесью. При выполнении работ составляется акт на скрытые работы.

5.1.12 Завершающие работы

После получения положительных результатов контроля сварных соединений проводится комплекс завершающих работ, при выполнении которых меры безопасности и технология определяются соответствующими инструкциями.

Проводятся изоляционные, земляные работы по подбивке грунта под трубу и ее засыпке, кроме мест, где были предусмотрены технологические отверстия, а

					Технологическая часть		
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата			

также вытеснение газовой смеси.

При этом дополнительно необходимо учесть следующее:

1. Перед вытеснением газовой смеси и заполнением газопровода газом весь персонал и техника должны быть удалены за пределы опасной зоны.

2. Вытеснять воздух из газопровода следует природным газом давлением не более 0,1 МПа (1 кгс/см²) или азотом давлением не более 0,15 МПа (1,5 кгс/см²) в месте подачи. Вытеснение считается законченным, если содержание кислорода в выходящей газовой смеси не будет превышать 2% (по объему).

3. Заварка технологических отверстий производится после вытеснения газовой смеси в соответствии с «Руководящим документом по технологии сварки труб при производстве ремонтно-восстановительных работ на газопроводах» (РД 558-97). На заварку технологических отверстий составляется акт.

4. После заварки технологических отверстий производится их изоляция и засыпка.

5. Из опасной зоны удаляются работники и техника, участвовавшие в заварке, изоляции и засыпке технологических отверстий, после чего газопровод заполняется газом. Заполнение должно осуществляться ступенчато. До давления 20 кгс/см² – непрерывно. Затем заполнение газом временно прекращается. По истечении часа проводится осмотр места проведения работ. Заполнение продолжается до достижения проходного давления. Окончательный осмотр и проверка герметичности проводятся не менее чем через 2 часа.

При приемке отремонтированного газопровода в эксплуатацию необходимо соблюдать действующее законодательство и нормативные требования по вопросам приемки объектов в эксплуатацию.

Отремонтированный участок газопровода принимается в эксплуатацию по акту рабочей комиссией, назначаемой приказом или распоряжением по газотранспортной организации.

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	Технологическая часть				

Акт о приемке газопровода в эксплуатацию утверждается Заказчиком.

Подрядчику (генеральному подрядчику) необходимо представить комиссии следующую документацию:

- перечень организаций, участвовавших в производстве ремонтно-строительных работ на ЛЧМГ, с указанием видов выполняемых ими работ и фамилий инженерно-технических работников, непосредственно ответственных за выполнение этих работ;
- комплект исполнительной документации на ремонт газопровода, предъявляемого к приемке;
- ведомость отступлений от проекта и согласования этих отступлений с проектной организацией;
- сертификаты, технические паспорта или другие документы, удостоверяющие качество материалов, конструкций и деталей, применяемых при производстве ремонтно-строительных работ;
- акты промежуточной приемки отдельных видов работ;
- акты на скрытые работы.

Вся эта документация после окончания работы комиссии хранится у Заказчика.

5.1.13 Контроль качества работ

При ремонте газопровода-отвода должны контролироваться все виды работ. Контроль качества работ начинается с контроля качества материалов, поступающих для ремонта, который осуществляется путем внешнего осмотра, проверки сертификатов и паспортов на соответствие их стандартам и техническим условиям. Технологии, технические решения, оборудование и материалы, применяемые при капитальном ремонте, должны быть допущены к применению на объектах ПАО «Газпром».

Контроль качества проведенных работ заключается в систематическом

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	Технологическая часть						

нивелира, мерной ленты. Перед началом строительства генподрядная строительно-монтажная организация производит контроль геодезической разбивки трассы, которую принимает от заказчика по акту.

Контроль качества земляных работ осуществляется в соответствии с требованиями ВСН 012-88, СНиП 3.02.01-87, СНиП III-42-80*.

Земляные работы должны производиться с обеспечением качества и с обязательным операционным контролем, включающим в себя систематическое наблюдение и проверку соответствия выполняемых работ требованиям проекта и НТД. Операционный контроль выполняется производителем работ визуально, а также с применением теодолита, нивелира, мерной ленты, металлического щупа, шаблонов. Выявленные в процессе контроля дефекты, отклонения от проектов и требований строительных норм и правил или технологических карт исправляются до начала следующих работ.

Приемка законченных земляных работ осуществляется службой контроля качества. По мере выполнения отдельных видов работ составляются документы на их приемку.

Способы производства земляных работ определяются проектным решением и должны выполняться в соответствии с отраслевыми нормативными документами.

В процессе земляных работ должны контролироваться отклонения оси вырытой траншеи от разбивочной, фактическая отметка дна траншеи, высота валика, засыпки, отклонения размеров насыпи.

Все скрытые работы должен принять заказчик по акту.

Промежуточная приемка с составлением актов должна выполняться:

- на кабели, прокладываемые в земле;
- контрольно-измерительные пункты (КИП);
- уложенный и забалластированный газопровод;
- защитный футляр;
- переход трубопровода через железную дорогу.

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата						

Технологическая часть

Наиболее ответственными, требующими тщательного контроля качества выполнения, являются сварочно-монтажные и изоляционные работы.

Сборка и сварка, контроль качества сварных соединений газопровода-отвода должны выполняться в соответствии с требованиями СНиП 2.05.06-85*, СНиП III-42-80*; ВСН 006-89, ВСН 012-88, РД 558-97.

При монтаже заглушек, вварке плетей предусматривается 100% радиографический контроль сварных монтажных стыков и дублирующий контроль ультразвуковым методом.

Сварные монтажные соединения, выполненные при монтаже заглушек, вварке плетей, должны быть выполнены с соблюдением требований, предъявляемым к гарантийным сварным стыкам в соответствии с «Правилами безопасности при эксплуатации магистральных трубопроводов» (п.8.32 ÷ 8.40).

Проектом предусматривается 100% радиографический контроль сварных монтажных стыков участков газопровода-отвода В и I категории, 25% радиографический контроль - участков газопровода-отвода II категории и 10% радиографический контроль сварных монтажных стыков участков газопровода III категории, остальных - ультразвуковым методом.

При контроле качества сварных соединений газопровода проводят: операционный контроль, визуальный контроль и обмер сварных соединений физическими неразрушающими методами контроля. Контроль качества заварки дефектов должен осуществляться:

- пооперационным контролем;
- внешним осмотром;
- проверкой сплошности наплавленного металла физическими неразрушающими методами контроля (ультразвуковой контроль, радиографический контроль).

Результаты контроля необходимо регистрировать в журнале с указанием наименования проверенного сварного соединения, вида соединения, диаметра и толщины сварных труб, вида и количества обнаруженных дефектов, температуры

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата					

Технологическая часть

применение труб с полиэтиленовым покрытием усиленного типа толщиной не менее 2,2 мм, нанесенным в заводских условиях в соответствии с ТУ 1394-012-17213088-03. Для изоляции зон сварных стыков предусматривается применение манжет термоусаживающихся «ТЕРМА-СТМП-377» ТУ 2245-031-82119587-2009. Для кожуха предусматривается применение труб с полиэтиленовым покрытием усиленного типа толщиной не менее 2,5 мм, нанесенным в заводских условиях в соответствии с ТУ 1394-011-17213088-03. Для изоляции зон сварных стыков кожуха предусматривается применение манжет термоусаживающихся «ТЕРМА-СТМП-630» ТУ 2245-031-82119587-2009.

Технические условия ТУ 1394-012-17213088-03 и ТУ 1394-011-17213088-03 распространяются на трубы стальные диаметром от 57 до 530 мм и от 508 до 1420 мм с наружным антикоррозионным покрытием на основе экструдированного полиэтилена и предназначенные для строительства подземных газопроводов.

Наружное полиэтиленовое покрытие наносится на трубы в заводских условиях на технологической линии покрытия ЗАО «ПРИЗ-НЕГАС» Пензенского трубоизоляционного завода по согласованному технологическому регламенту.

Необходимо учитывать допустимую температуру окружающей среды для труб с покрытием:

- при транспортировке и проведении погрузочно-разгрузочных работ от минус 45 °С до плюс 60 °С;
- при хранении от минус 60 °С до плюс 60 °С;
- при проведении строительно-монтажных работ от минус 45 °С до плюс 60 °С.

Допустимая температура длительной эксплуатации составляет от минус 20°С до плюс 60°С в грунтах различной агрессивности и влажности.

Наружное полиэтиленовое антикоррозионное покрытие имеет следующую конструкцию:

- грунтовочный слой (праймер) на основе порошковых эпоксидных композиций должен быть толщиной $\geq R_z + 40$ мкм, но не менее 100 мкм;

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	Технологическая часть					

пламенем горелки внутренний слой ленты в месте нахлеста (не допуская усадки полиэтилена) и прижать ленту, используя ролик или термостойкие перчатки.

6. Установка замковой ленты.

Прогреть пламенем горелки легкоплавкий слой ленты под полиэтиленом. Замковая лента устанавливается на нахлест манжеты полиэтиленовым слоем вверх и производится ее нагрев до выступления контуров нахлеста. Далее необходимо произвести прикатку роликом или термостойкой перчаткой для удаления пузырей и гофр.

7. Термоусадка манжеты.

Усадку производят газовой горелкой по направлению от середины к краям стыка без нагрева замковой ленты. Пузыри и гофры разглаживаются роликом или термостойкими перчатками.

8. Визуальный контроль качества работ.

Термоусаживающаяся манжета должна плотно охватывать изолируемую поверхность и иметь поверхность без пузырей, гофр, складок и следов прожega полиэтилена.

Через изоляцию должен проступать профиль сварного стыка трубы, нахлеста манжеты. С обеих сторон стыка за кромку манжеты на всем диаметре трубы должен выступать адгезив.



Рисунок 13 – Установка манжеты на трубу

<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>					
					<i>Технологическая часть</i>				

Для защиты изоляционного покрытия на переходах через водные преграды (на участках, где укладка выполняется протаскиванием) необходимо предусмотреть футеровку газопровода деревянной антисептированной рейкой, а при укладке в защитном футляре на переходе через железную дорогу – применение опорно-направляющих колец с прокладками и резиновых торцевых манжет с укрытиями манжет.

Для предупреждения повреждений изоляционного покрытия при опуске газопровода в траншею, при укладке его с бровки, должны использоваться:

1. троллейные подвески с катками, облицованные полиуретаном или другим материалом;
2. мягкие монтажные полотенца;
3. амортизирующие приспособления для стрел трубоукладчиков.

Для изоляции соединительных деталей газопровода проектом предусматривается нанесение в трассовых условиях антикоррозионного покрытия «БИУРС» ТУ 51-31323949-80-2004, толщиной 2,5 мм, разрешенного к применению ПАО «Газпром» (письмо № АГ-1026 от 11.12.02) для строительства, реконструкции и ремонта объектов добычи, транспорта и переработки газа и газового конденсата на предприятиях отрасли.

5.2.1 Электрохимическая защита

Проектом предусмотрена обязательная электрохимическая защита газопровода–отвода к ГРС диаметром Ø 350, осуществляемая устройством катодной защиты, установленным на площадке ГРС.

Для защиты газопровода от блуждающих токов на пересечении с электрифицированной на постоянном токе железной дорогой проектом предусмотрена установка дренажного устройства в месте пересечения, которое соединено с «минусом» железнодорожных путей.

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	Технологическая часть	

Дренажный кабель принят марки АА БнЛГ 3х70.

Для контроля защитного потенциала проектом предусмотрена установка контрольно–измерительных пунктов (КИПов) на каждом километре и на всех пересечениях: на пересечении с железной дорогой, кабелями связи и рекой Юргинка.

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

В проекте выполнена совместная защита проектируемого газопровода, защитного кожуха и кабеля технологической связи.

5.3 Средства механизации производственных процессов

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

Для основных типов машин произведена проверка необходимого количества на основании производительности машин и выполняемого объёма работ.

Общее количество потребных машин и механизмов приведено в Таблице 8.

Таблица 8 - Общее количество потребных машин и механизмов

Наименование	Тип или марка	Количество
Трактор	Т-100	1
Бульдозер	мощн. 130	2
Автогрейдер	мощн. 180	1
Экскаватор одноковшовый	емк. 0,65 м ³	1
Экскаватор одноковшовый	емк. 1,0 м ³	1
Котел битумоплавильный	КАПЭ	1
Грунтовочная машина	МГ	1
Очистная машина	УОТ-21	1
Трубоукладчики	ТО-1224	2
То же	Т-1530В	2
То же	Т-3560	2

Компрессор низкого давления	КС-9	2
Передвижная электростанция	ДЭС-200	1
Центраторы внутренние	ЦВ-5Н	1
Центраторы наружные	ЦЗ-51	2
Сварочные агрегаты	4-пост.	2
Наполнительный агрегат	АН-501	1
Наполнительно-опрессовочный агрегат	Азинмаш-32	1
Автокран	КС-4371	1
Гусеничный кран	ДЭК-250	1
Буровые установки (ямобуры)	ВМ-205В	1
Установка горизонтального бурения	УГБ-17	1

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

Потребность в основных строительных материалах и изделиях определяется по нормам СНиП на основании объёмов работ. Станция приема и разгрузки строительных материалов, труб и оборудования – ст. Юрга.

Средневзвешенное расстояние возки автотранспортом от железнодорожной станции Юрга на трассу составит 18 км.

Сварочные и изоляционные материалы доставляются автотранспортом г. Новосибирска (ст. Клещиха) на расстояние 175 км.

Песок, щебень, гравий поставляются карьерами г. Томска на расстояние 100 км.

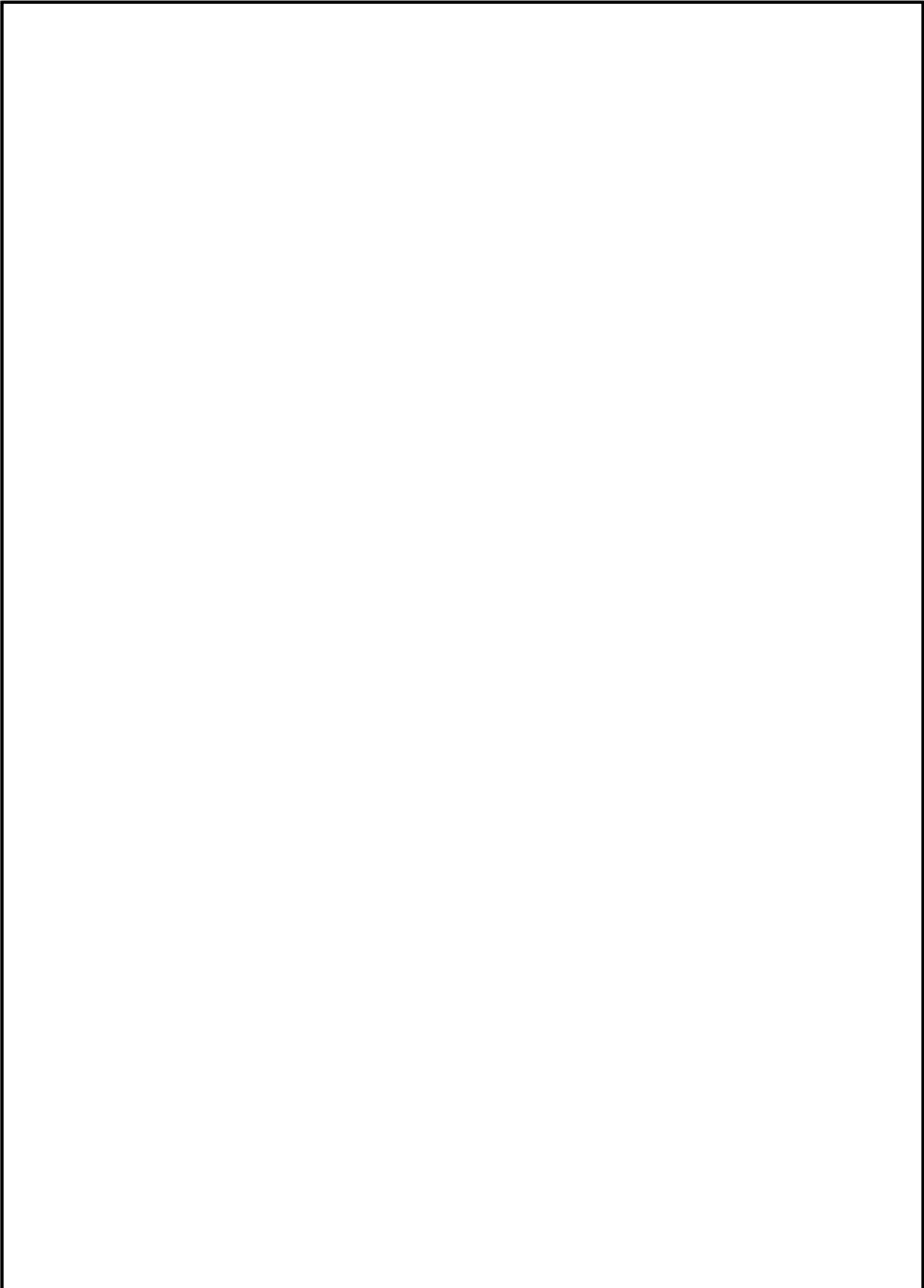
Демонтированные трубы вывозятся с трассы на площадку аварийного запаса труб ЛПУ, средневзвешенное расстояние возки составит 40 км.

Необходимый парк транспортных средств подсчитан, исходя из годовой производительности и объёма грузоперевозок, и приведен в Таблице 9.

Таблица 9–Необходимый парк транспортных средств

Наименование транспортных средств	Тип, марка	Кол-во
Автомобили бортовые грузоподъемностью 7,5 т	Урал-375	1
То же, грузоподъемностью 5 т	ЗИЛ-131	1
Автомобили-самосвалы грузоподъемностью 10 т	КАМАЗ-55111	1
То же, 5 т	ЗИЛ-ММЗ-555	1
Трубовозы грузоподъемностью 9 т	ПВ-92	1
Автомобиль-цистерна	АВВ-3,6	1
Автобус	ПАЗ-672	2

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	Технологическая часть				



					<i>Технологическая часть</i>	
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		

6 КИПиА, ТЕЛЕМЕХАНИЗАЦИЯ, СИГНАЛИЗАЦИЯ И СВЯЗЬ

6.1 Объекты автоматизации

Объектами автоматизации являются:

- площадка кранового узла км 0;
- площадка кранового узла км 9,5.

Объем автоматизации кранового узла км 0 кран 415 предусматривает:

- замер давления газа до и после крана на стояках отбора – по месту манометрами МПЗ-У и дистанционно манометрами «Метран-100-Ех-ДИ»;
- замер давления в аккумуляторе газа манометром «Метран-100-Ех-ДИ»;
- управление пневмогидроприводными кранами DN 300 осуществляется по месту узлом управления ЭПУУ-6, поставляемым комплектно с краном.

Дистанционное управление краном км 0 осуществляется с КП 04 крана 148.7.

Управление и контроль кранового узла на км 9,5 выполнено в проекте «Реконструкция и техперевооружение систем АСУ и телемеханики ООО «Газпром трансгаз Томск» 2й этап - Юргинское ЛПУ».

6.2 Приборы и средства автоматизации

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

					Технология проведения капитального ремонта газопровода-отвода условным диаметром 350мм на переходе через железную дорогу			
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата				
Разраб.		Судариков П.П.			КИПиА, телемеханизация, сигнализация и связь	Лит.	Лист	Листов
Руковод.		Цимбалюк А.Ф.						
Консульт.		Цимбалюк А.Ф.						
И.о Зав. каф.		Бурков П.В.						
					ТПУ гр. 3-2Б31Т			

Для реализации задач контроля и автоматизации необходимо применить средства КИПиА, которые выпускаются отечественной промышленностью, имеющие разрешение Ростехнадзора России и включенные в Госреестр РФ.

Для измерения технологических параметров применяются приборы электрической ветви во взрывозащищенном исполнении, соответствующие классу площадки и категории взрывоопасной смеси.

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

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 бронированными кабелями в земле.

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

6.3 Охранная сигнализация площадок линейных кранов

Охранная сигнализация площадки линейного крана осуществляется путем создания сплошной объемной зоны обнаружения извещателем «Фон-3». В случае перемещения в зоне обнаружения человека, неисправности и вскрытии блока извещателя, при исчезновении напряжения питания приборов сигнал тревоги подается на КП-04 крана 148.7. Извещатель «Фон-3» и клеммная коробка размещаются на металлической стойке МС-5 на высоте 4м и 1,2м соответственно. Оповещатель светозвуковой «Лигард-Сигнал» размещается на антенной трубостойке блок-блока крана № 415 на высоте 5 м.

Охранная сигнализация площадки линейного крана км 9,5 выполнена в

<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>	<i>КИПиА, телемеханизация, сигнализация и связь</i>	

проекте «Реконструкция и техперевооружение систем АСУ и телемеханики ООО «Газпром трансгаз Томск» 2й этап - Юргинское ЛПУ».

Внешние сети сигнализации выполняются кабелями типа КММ; КВВГ; КВБбШв, прокладываемых в земле на глубине 0,8 м.

При пересечении с коммуникациями кабели защищаются асбестоцементными трубами.

6.4 Кабельные линии связи

Проектируемая трасса кабеля связи проходит с левой стороны основной нитки газопровода-отвода по ходу газа на расстоянии 9 м от него.

Прокладка кабеля связи осуществляется в траншее разработанной для укладки кабеля на глубине 1,2 м.

Глубина заложения существующего кабеля связи – 0,8 м. Место производства работ на период строительства оградить предупредительными знаками, освещенными в ночное время.

Тип кабеля на переустанавливаемых участках принят ЗКПБ 1х4х1,2, согласно Техническим условиям Управления автоматизации, телекоммуникаций и информатизации ООО «Газпром трансгаз Томск».

На существующем кабеле связи устанавливаются муфты и кабель между ними демонтируется.

При проектировании прокладка кабеля под железной дорогой осуществляется согласно СНиП 2.05.06-85*, п.11.17.

Для фиксации трассы кабельной линии на углах поворота и при пересечении железной дороги устанавливают железобетонные указательные столбики.

					<i>КИПиА, телемеханизация, сигнализация и связь</i>	
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		

7 БЕЗОПАСНОСТЬ ЖИЗНЕДЕЯТЕЛЬНОСТИ

7.1 Безопасность в рабочей зоне

При подготовке, организации и проведении строительных работ должны выполняться требования безопасности нормативных документов, указанных в прилагаемой литературе пункт 11.

Работы по демонтажу старых и строительству новых участков газопровода должны проводиться под руководством ответственного работника (начальника участка, прораба или мастера), прошедшего проверку знаний правил производства работ в квалификационной комиссии и допущенного к руководству этими работами.

При выполнении всех работ на рабочих должны быть спецодежда, спецобувь, защитные каски. Для обеспечения выхода людей из траншей должны быть установлены лестницы.

Движение строительной техники вдоль бровки траншеи запрещается при нахождении в ней людей.

Особое внимание должно быть уделено безопасным условиям проведения огневых работ, проводимых для вывода из эксплуатации участка и при врезках в действующий газопровод.

Проведение этих работ должно осуществляться по наряд-допускам и в строгом соответствии с «Планом организации огневых работ при ...», который должен быть разработан в ООО «Газпром трансгаз Томск», утвержден главным инженером объединения и согласован с ВСГТЦ ООО «Госнадзор».

Строительная техника, применяемая на участках проведения работ, должна быть оборудована искрогасителями.

					Технология проведения капитального ремонта газопровода-отвода условным диаметром 350мм на переходе через железную дорогу				
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата					
Разраб.		Судариков П.П.			Безопасность жизнедеятельности		Лит.	Лист	Листов
Руковод.		Цимбалюк А.Ф.							
Консульт.		Цимбалюк А.Ф.							
И.о Зав. каф.		Бурков П.В.							
					ТПУ гр. 3-2Б31Т				

На участке перехода через железную дорогу при составлении данного раздела учтены требования нормативных документов, действующих на железной дороге, а именно: «Правила эксплуатации железных дорог», «Инструкция по сигнализации железных дорог», «Инструкция по движению поездов и маневровой работе на железных дорогах», «Правила и технология работ по содержанию пути и искусственных сооружений», «Инструкция по обеспечению безопасности движения поездов при производстве путевых работ». Также учтены требования «Правил дорожного движения».

Места перехода работников через железную дорогу, а также места перегона тяжелой и гусеничной техники, должны быть определены и согласованы с владельцами дорог до начала работ и обозначены соответствующими знаками.

Рабочий и приемные котлованы должны иметь ограждения и предупредительные знаки или аншлаги, а в ночное время - освещение. Зона работ ограждается знаками или предупредительными аншлагами.

Работа строительных машин вблизи котлована, если не укреплены откосы, разрешается только за пределами призмы обрушения. При появлении необходимости крепить откос котлована необходимо внести в проект производства работ дополнительно схему крепления.

После установки УГБ в рабочее положение, расстановки бытовых вагонов, выполняется контур заземления и соединения видимыми проводниками.

Производитель работ, исходя из условий производства работ, должен разработать систему сигналов для подачи команд операторам механизмов и сигнала аварийной ситуации, учитывая шум от собственных механизмов, поездов и автотранспорта на дорогах, и самостоятельно внести в ППР.

При необходимости производства водоотливных работ предусматривается заземление электрических насосов, металлических трубопроводов и водостоков.

По окончании работ участок перехода сдается представителю железной дороги на предмет состояния пути и насыпи с оформлением акта.

					<i>Безопасность жизнедеятельности</i>	
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

течение рабочего дня, во время перерывов и после прекращения работ.

Во время производства работ по устройству перехода руководитель работ должен следить за соблюдением требований ППР, за состоянием сооружений полотна и пути в процессе работ, за сохранностью знаков и оборудования железной дороги, за отсутствием на путях работников участка, техники, строительных материалов.

Запрещается приступать к строительным работам на сооружениях путей и в их охранной зоне до полного согласования способа производства работ и установки знаков, регулирующих движение и ограждающих место производства работ, изменять положение знаков и сами знаки без представителей железной дороги, снимать ограждающие сигналы до полного окончания работ. Ответственность за безопасность движения поездов на участке производства работ несет руководитель работ.

За строительной организацией, которая выполняет строительные работы, закрепляется работник дистанции пути, который осуществляет проверку соблюдения требований настоящего ППР в части обеспечения безопасности движения поездов, сохранность сооружений пути, коммуникаций железной дороги при производстве строительных работ согласно «Инструкции по обеспечению безопасности движения поездов при производстве путевых работ». При проведении инструктажа по-настоящему ППР дополнительно провести инструктаж участников работ со стороны представителя железной дороги с записью в листе инструктажа.

На строительной площадке для аварийной остановки поездов должны находиться следующие принадлежности:

- сигнальные фонари с красным светом - 3 шт.;
- сигнальные флаги красного цвета - 6 шт.;
- железнодорожные петарды - 6 шт. (по возможности);
- железнодорожные сигналы остановки - 3 шт.

Все участники работ должны быть ознакомлены с правилами аварийной

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	Безопасность жизнедеятельности				

остановки поездов и расписаны по обязанностям подачи сигнала аварийной остановки. В связи с тем, что наиболее вероятным источником аварии может стать участок производства работ, необходимо заранее определить места расстановки знаков и сигнальщиков по схеме, ознакомить со схемой и показать на месте работникам, в чьи обязанности входит установка и подача сигналов. Схема расстановки знаков и сигнальщиков на период аварийной ситуации для движения поездов на участке производства работ указана в приложении 10.

Работа машин непосредственно под проводами воздушных линий электропередач, находящихся под напряжением, запрещается. Для безопасности работы с обеих сторон вдоль линии электропередачи устанавливается охранная зона на расстоянии от электропроводов (по горизонтали) в зависимости от напряжения линии – до 20 кВ включительно – 10м.

Работа строительных и дорожных машин в охранной зоне линии электропередачи разрешается при условии предварительной выдачи машинисту наряда - допуска и при полностью снятом напряжении организацией, эксплуатирующей данную линию электропередачи.

В случае невозможности снятия напряжения ремонтно-строительные работы в охранной зоне линии электропередачи допускаются только:

1. при наличии письменного разрешения эксплуатирующей линию организации;
2. при выдаче машинисту наряда-допуска ремонтной организацией;
3. при руководстве и непрерывном надзоре ответственного лица из числа инженерно - технических работников, назначенного организацией ведущей работы;
4. при расстоянии от подъемной или подвижной части машины и поднимаемого груза в любом положении до ближайшего провода линии, находящейся под напряжением – до 20 кВ – 2м.

Передвижение строительных машин и механизмов, а также перевозка оборудования, конструкций и прочего груза под линиями электропередачи

					<i>Безопасность жизнедеятельности</i>	
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		

руководитель работ должен принять меры по обеспечению охраны аварийного участка для предупреждения доступа в опасную зону посторонних лиц и транспортных средств, а по прибытии аварийной ремонтно-восстановительной бригады принять участие в быстрейшей ликвидации аварии.

При производстве работ запрещается въезд техники и транспорта, пронос грузов, складирование грунта и материалов за границу зоны производства работ в сторону газопровода.

При перерывах в работе запрещается оставлять грузоподъемную технику (краны, краны-трубоукладчики, экскаваторы) с поднятой стрелой в сторону газопровода, если механизм находится в рабочей зоне на расстоянии падения стрелы или груза до ее границы. Если же механизм находится в указанном положении во время работы, то машинисту запрещается покидать кабину машины.

Запрещается прогон машин, механизмов и другой строительной техники вдоль трассы ближе 10 м от оси газопровода.

Земляные работы, вблизи границы рабочей зоны (2 м от оси действующего газопровода) должно производиться под непосредственным наблюдением руководителя работ. При подвижках грунта в зоне ближе 2 м от оси газопровода прекратить работы, осмотреть места подвижек. Механизатору землеройной машины должен быть выдан наряд-допуск на выполнение особо опасных работ с указанием опасных факторов, мест складирования грунта, порядка производства работы, положение механизма на период остановок и перерывов, действия машиниста при ЧС.

Запрещается разведение костров, сжигание древесных отходов, разогрев техники с применением открытого огня в зоне производства работ.

Перед началом подготовительных и земляных работ по подключению смонтированного участка газопровода в действующий газопровод необходимо освободить участок газопровода от газа, выпуская его через свечу. Газ из газопровода необходимо выпустить до давления, обеспечивающего безопасное

					<i>Безопасность жизнедеятельности</i>	
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

выполнение работ (100-500 мм водяного столба). Все технические средства и персонал не занятый выпуском газа должны быть удалены от свечи не менее чем на 200 м в наветренную сторону. Огневые работы выполнить эксплуатирующей организации в строгом соответствии с требованиями «Инструкции по организации, подготовке и безопасному проведению огневых работ на взрывоопасных и взрывопожароопасных объектах ООО «Газпром трансгаз Томск», согласно утвержденного плана проведения огневых работ с оформлением разрешения на право производства работ. После вытеснения газа определить шурфованием точное местоположение газопровода, установить вешки с обеих сторон трубы, так чтобы вешки четко показывали правую и левую грань трубы.

При проведении строительно-монтажных работ необходим периодический контроль воздушной среды в зоне проведения работ на содержание углеводородов (ПДК не должно превышать 300 мг/м³).

На месте производства работ постоянно иметь стационарную или переносную (мобильную) радиостанцию для осуществления связи с диспетчерами эксплуатирующих организаций.

Строительно-монтажные работы в охранной зоне газопровода производятся в строгом соответствии с работами, оговоренными в письменном разрешении на производство работ от эксплуатационной организации.

Огневые работы на газопроводе производятся в соответствии с требованиями действующей Типовой инструкции по безопасному ведению огневых работ на газовых объектах ПАО «Газпром».

Перед началом гидравлического испытания руководителю работ необходимо провести дополнительный инструктаж с занятыми на испытаниях рабочими, персонально распределить обязанности, лично досконально проверить правильность сборки испытательной схемы, надежность соединений и предохраняющих устройств.

При подъеме давления в трубопроводе запрещается нахождение людей, техники у торцов перехода и в опасной зоне.

<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>	<i>Безопасность жизнедеятельности</i>				

Запрещается подтягивать, ремонтировать соединения и детали трубопровода, которые находятся под давлением.

7.2 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»;

«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;
- исправность и готовность пожарной техники и средств пожаротушения, находящихся на участке;
- наличие, исправность, проверку средств связи;
- исправность состояния дорог, проездов и путей следования пожарной техники на участке;
- 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

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	<i>Безопасность жизнедеятельности</i>	

предусматриваются следующие мероприятия:

- усиление контроля за точным соблюдением технологического регламента производства,
- усиление контроля за работой контрольно-измерительных приборов и автоматизированных систем управления технологическими процессами,
- невозможность продувки и очистки оборудования, в котором хранилось загрязняющее вещество,
- невозможность в эти дни профилактических ремонтных работ, связанных с повышенным выделением вредных веществ в атмосферу.

Эксплуатация газопровода-отвода и сооружений на нем должна быть организована в строгом соответствии с «Правилами безопасности при эксплуатации магистральных газопроводов» специально обученным персоналом.

В указанных «Правилах...» приведен перечень всех мероприятий, направленных на безаварийную работу газопровода.

В «Правилах технической эксплуатации магистральных газопроводов» ВРД39–1.10–006–2000* приведен перечень возможных аварийных ситуаций на линейной части газопровода и меры по их устранению.

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

Main content area of the document, currently blank.

					<i>Безопасность жизнедеятельности</i>	
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		

8 ОХРАНА ОКРУЖАЮЩЕЙ СРЕДЫ

При осуществлении капитального ремонта выполняются мероприятия и работы по охране окружающей среды, включающие рекультивацию земель, предотвращение потерь природных ресурсов, предотвращение вредных выбросов в почву, водоёмы и атмосферу.

Все мероприятия по охране окружающей среды при строительстве должны быть выполнены в соответствии с разделом 13 СНиП III-42-80 и требованиями ВСН 011-88 и рабочим проектом.

В местах расположения временных зданий и сооружений после окончания их эксплуатации все должно быть очищено от мусора, отходов, необходимо провести техническую рекультивацию территории.

Использованная вода после гидравлических испытаний отвозится в специально подготовленные пруды-испарители для осветления.

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

Для соблюдения противопожарного режима запрещается использовать костры, факела, в местах без снятия растительного слоя.

Запрещается оставлять без присмотра дымокуры, а также долго работающие механизмы с выхлопом вверх под кронами деревьев и в бок у кустарников и деревьев. Нельзя производить выжигание проливов ГСМ. Площадка производства работ оборудуется противопожарным инвентарем.

Капитальный ремонт газопровода-отвода к ГРС, а также прокладка новых трасс инженерных коммуникаций сопровождается нарушением естественного почвенного покрова и вырубкой деревьев, что приводит к развитию водной и ветровой эрозии.

					Технология проведения капитального ремонта газопровода-отвода условным диаметром 350мм на переходе через железную дорогу			
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата				
Разраб.		Судариков П.П.			Охрана окружающей среды	Лит.	Лист	Листов
Руковод.		Цимбалюк А.Ф.						
Консульт.		Цимбалюк А.Ф.						
И.о Зав. каф.		Бурков П.В.						
					ТПУ гр. 3-2Б31Т			

Нарушенные земли - это земли, утратившие, в связи с их нарушением, первоначальную хозяйственную ценность и являющиеся источником отрицательного воздействия на окружающую среду.

Нарушения земли представлены следующими видами:

- вырубка деревьев с корчевкой пней, расчисткой территории от кустарника;
- рытье траншей под коммуникации;
- отходы строительства и бытового значения.

Нарушенные земли могут характеризоваться:

- слабо выраженной активностью химико-биологических процессов;
- изменением физических, механических, микробиологических свойств и соответственно, менее благоприятными условиями для роста и развития растений;
- слабо противозерозионной устойчивостью почв.

Образование нарушенных земель и возникающие при этом изменения природной среды требуют комплексного решения вопросов по охране и рациональному использованию земельных ресурсов.

8.1 Мероприятия по снижению техногенного воздействия и охране почв

Согласно требованиям, ГОСТ 17.5.3.05-84, на отведенной залесенной площади предварительно осуществляется комплекс подготовительных работ по сводке древесно-кустарниковой растительности.

Древесная растительность представлена березой, осинкой и кустарником.

Комплекс подготовительных работ предусматривает следующие виды работ:

- валку, трелевку, разделку деревьев;

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	Охрана окружающей среды	

подземных коммуникаций необходимо выполнять в следующей последовательности:

- снятие плодородного слоя почвы мощностью 0.35 м со строительной полосы для газопровода – 4.5 м, для водовода – 1.0 м, для низковольтного кабеля – 1.0 м;
- перемещение плодородного слоя и складирование его в отвал;
- выполнение строительно-монтажных работ по прокладке инженерных коммуникаций;
- засыпка, послойная трамбовка и выравнивание рытвин и ям, возникающих в результате проведения строительных работ;
- уборка строительного мусора;
- распределение минерального грунта, оставшегося после засыпки траншеи по полосе, подлежащей рекультивации, равномерным слоем с уплотнением;
- перемещение плодородного слоя из временного отвала и равномерное его распределение в пределах рекультивируемой полосы, с созданием ровной поверхности после уплотнения легкими катками;
- передача по акту землепользователю восстановленных земель.

Основное направление биологической рекультивации нарушенных земель (сельскохозяйственное и природоохранное) включает в себя внесение минеральных удобрений на пашне и посев многолетних трав, хорошо растущих в регионе (люцерна, кострец безостый, овсяница луговая), на площади, где проводились строительные работы.

Раздел проекта по рекультивации земель должен быть согласован со всеми землепользователями, органами государственного контроля за использованием и охраной земель, с предприятиями-владельцами инженерных сетей, сооружений, пересекающих ремонтируемый газопровод и проходящих с ним в одном коридоре, в охранной зоне которых должны производиться ремонтные работы.

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	<i>Охрана окружающей среды</i>				

8.2 Воздействие объекта на атмосферный воздух и характеристика источников выброса загрязняющих веществ

Воздействие на атмосферный воздух в период намечаемого капитального ремонта газопровода характеризуется как кратковременное и локальное.

Загрязнение атмосферного воздуха происходит при сжигании дизельного топлива в ДВС строительной техники, образования выхлопных газов в процессе работы сварочных и окрасочных агрегатов, сбросе газа из участков газопровода.

В составе сварочного и окрасочного аэрозолей в атмосферный воздух будут поступать следующие загрязняющие вещества (ЗВ):

1. сварочный аэрозоль – оксиды марганца, железа, углерода, азота, хрома, фториды, фтористый водород, взвешенные вещества,
2. окрасочный аэрозоль – пары ксилола, уайт-спирита.

Перед демонтажем участка газопровода производится стравливание газа.

Для уменьшения воздействия на окружающую среду и лучшего рассеивания загрязняющих веществ рекомендуется:

1. проводить стравливание газа из участков после снижения давления в газопроводе до 0,3 МПа;
2. из участка км 0 – км 9,3 проводить стравливание на свечу DN 100, находящуюся на крановом узле подключения газопровода-отвода к магистральному газопроводу Парабель-Кузбасс.

Выброс загрязняющих веществ при стравливании газа из газопровода является единовременным и залповым и не представляет опасности для населения и окружающей природной среды.

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	<i>Охрана окружающей среды</i>					

8.3 Мероприятия по охране и рациональному использованию водных ресурсов

Необходимо применить инженерно-технические решения, направленные на минимизацию отрицательных воздействий на водные ресурсы:

1. обязательное соблюдение границ территорий, отводимых для работ;
2. полная герметизация транспорта газа;
3. комплексная автоматизация технологического процесса;
4. 100% контроль сварных стыков методом радиографирования;
5. защита трубопроводов и оборудования от почвенной коррозии антикоррозийной изоляцией усиленного типа и электрохимзащитой;
6. испытание трубопроводов на прочность и герметичность,
7. засыпка береговых траншей с превышением над уровнем поверхности земли для восстановления естественных отметок рельефа после естественного уплотнения грунта засыпки,
8. выполнение работ по рекультивации на месте разработки береговых траншей.

Исключается проектом на площади водоохранной зоны размещение стоянок строительной техники, заправка строительной техники ГСМ, ремонт, мойка строительной техники.

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

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

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

надежности построенного объекта.

На период производства работ по очистке полости трубопроводов, их испытания и удаления из них воды устанавливается охранная зона, из пределов которой до начала работ выводятся все люди, техника и т. д.

Количество используемой воды обусловлено геометрическими размерами (диаметром и длиной) трубопроводов.

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

В целях компенсации ущерба, наносимого земляными работами рыбному хозяйству, предусматривается определение его в денежном выражении.

Образующиеся отходы подлежат переработке, обезвреживанию или захоронению в соответствии с требованиями нормативных документов и природоохранных органов государственного контроля.

					<i>Охрана окружающей среды</i>	
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		

2. Классификация основных средств, включаемых в амортизационные группы. Постановление Правительства РФ №1 от 01.01.2002 г.

9.2 Производственная программа

Проектная производительность газопровода-отвода после капитального ремонта составит 206 590 тыс.м³/год.

Таким образом, прирост подачи газа потребителям в год составит 75 190 тыс.м³ или 37 595 тыс.м³ за полугодие.

9.3 Инвестиционные затраты

Капитальные вложения, необходимые для осуществления проекта, определены по сметной документации объекта-аналога.

Расчеты выполнены в ценах 1 кв. 2017 г.

Все капиталовложения осуществляются в 1-е полугодия жизни проекта.

Распределение капитальных вложений по видам затрат приведено в Таблице 10.

Таблица 10—Распределение капитальных вложений по видам затрат

Наименование затрат	Общая стоимость (тыс.руб.)
Сметная стоимость:	
- строительно-монтажных работ	24.475,85
- прочих затрат	59,1
Общая стоимость (без НДС)	25.534,95
НДС 18 %	4.596,12
Итого капвложений с НДС	30.131,07

9.4 Текущие затраты

В связи с капитальным ремонтом участка газопровода-отвода произойдет увеличение текущих расходов по транспорту газа по статье: амортизационные отчисления.

					<i>Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение</i>	
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Увеличение по этой статье составит 170 тыс.руб.

Амортизационные отчисления определены в соответствии с действующими в РФ нормативами амортизационных отчислений. По газопроводу составляют 4% исходя из срока полезного использования.

9.5 Характеристика эффективности проекта

Расчет показателей экономической эффективности инвестиций проведен в соответствии с «Методическими рекомендациями по оценке экономической эффективности инвестиционных проектов» (вторая редакция), утвержденными Постановлением Министерства экономики РФ, Министерства финансов и Государственного комитета по строительной, архитектурной и жилищной политике» № ВК-477 от 21.06.1999 г.

Оценка эффективности проекта произведена на основе связанных с этим проектом денежных потоков по интервалам планирования.

Для оценки используются следующие основные показатели:

1. денежные потоки (без дисконтирования и с дисконтированием);
2. чистый дисконтированный доход (ЧДД);
3. внутренняя норма доходности;
4. срок окупаемости.

Показатель чистого дисконтированного дохода – это тот фактор, который, в конечном счете, определяет успех или неудачу проекта. ЧДД характеризует превышение суммарных денежных поступлений над суммарными затратами.

Для признания проекта эффективным, необходимо чтобы его чистый дисконтированный доход (ЧДД) был положительным. Если инвестиционный проект будет осуществлен при отрицательном ЧДД, инвестор понесет убытки, то есть проект неэффективен.

Внутренняя норма доходности представляет собой тот норматив (ставку)

					<i>Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение</i>	
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

дисконтирования, при которой капитальные вложения (инвестиции) равны суммарной величине чистого дохода, или, другими словами, при которой сумма дисконтированной денежной наличности равно 0.

Этот показатель эффективности отражает минимально допустимый размер прибыли, которую должен получить инвестор с каждого рубля капитальных вложений после уплаты всех налогов и платежей, осуществляемых из прибыли.

Срок окупаемости капитальных вложений – это период, необходимый для возмещения исходных капитальных вложений за счет полученной прибыли.

Под «прибылью» подразумевается прибыль после вычета налогов плюс амортизация.

Ставка дисконтирования принята 15%.

Расчет проведен по изменяющимся статьям доходов и расходов от реализации проекта, а денежные потоки являются приростными.

В данном разделе оценивается эффективность инвестиций проекта, осуществляемого на действующем предприятии.

В силу этого в расчетах используются только изменения, связанные с реализацией данного проекта.

Из-за высокой степени коррозионного износа труб, неудовлетворенного состояния противокоррозионного наружного покрытия труб участок газопровода является потенциально опасным объектом.

В связи с дефектом трубы возникает необходимость изменения режима эксплуатации газопровода (снижение давления), что, соответственно, вызывает уменьшение объемов перекачки газа по газопроводу.

Капитальный ремонт участка газопровода-отвода обеспечит эффект, выраженный в предотвращении снижения производительности газопровода и выразится это в увеличении производительности газопровода, что, соответственно, приведет к росту доходов предприятия, так как в связи с увеличением давления в газопровode с 2,4 МПа до 5,4 МПа увеличится производительность газопровода со 131 400 тыс.м³/год до 206 590 тыс.м³/год.

					<i>Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение</i>	
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		

Прирост составит 75 190 тыс.м³ или 37 595 тыс.м³ за полугодие.

Таким образом, источником дохода проекта является прирост объемов подачи газа потребителям.

Регулируемая цена реализации газа с ГРС составляет 2840 руб.тыс.м³.

- средняя цена добычи газа – 1620 руб./тыс.м³;
- средний тариф на транспортировку газа – 33,31 руб./тыс.м³/100 км;
- среднее расстояние транспортировки – 26,26 км.

К притокам отнесены:

- прирост объемов реализации газа.

К оттокам отнесены:

- капитальные вложения;
- эксплуатационные расходы (с учетом затрат на добычу и транспортировку газа по магистральному газопроводу);
- налоговые выплаты.

Результаты расчета показателей экономической эффективности проекта отражены в Таблице 11.

Таблица 11–Результаты расчета показателей экономической эффективности проекта

Наименование	Показатели
Чистый поток денежных средств для полных инвестиционных затрат нарастающим итогом, тыс.руб.	22 590
Чистая текущая стоимость проекта, тыс.руб.	13 078
Внутренняя норма доходности, %	22
Срок окупаемости, лет	2,8
Дисконтированный срок окупаемости, лет	3,3

Так как основным критерием эффективности является положительная величина чистого дисконтированного дохода (чистая текущая стоимость), из приведенных данных видно, что показатель имеет положительное значение. Это говорит об эффективности вложенных средств в капитальный ремонт газопровода-отвода DN 350 на переходе через железную дорогу.

					<i>Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение</i>	
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

9.6 Основные технико-экономические показатели.

Таблица 12–Основные технико-экономические показатели

Наименование показателей	Ед. изм.	Всего
1 Проектная производительность газопровода-отвода	тыс.м ³ /год	206 590
2 Объем подачи газа потребителям (прирост) за рассматриваемый период	тыс.м ³	300 760
средний полугодовой	тыс.м ³	37 595
3 Протяженность ремонтируемого газопровода-отвода DN 350	км	0,435
4 Рабочее давление	МПа	5,4
5 Металловложения, всего	тн	39,4
в том числе трубы	тн	39,4
6 Общая сметная стоимость строительства в ценах 1 квартала 2017 г. с учетом НДС	тыс.руб.	30.131,07
то же без учета НДС	тыс.руб.	25.534,95
7 Основные фонды	тыс.руб.	25.534,95
Эксплуатационные затраты (прирост) за рассматриваемый период	тыс.руб.	361 456
средние полугодовые	тыс.руб.	45 182
Показатели экономической эффективности		
чистый поток денежных средств за весь период	тыс.руб.	22 590
чистая текущая стоимость	тыс.руб.	13 078
внутренняя норма доходности	%	22
срок окупаемости	лет	2,8
дисконтированный срок окупаемости	лет	3,3

					<i>Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение</i>
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	

Заключение

Дан анализ существующих технологий бестраншейной прокладки трубопроводов, для проектируемого участка ремонта обоснована технология с применением горизонтального бурения.

Также выполнены необходимые расчеты, подтверждающие надежность эксплуатации ремонтируемого газопровода – отвода и приведены разделы, необходимые для безопасного производства ремонта газопровода с обеспечением требуемого уровня надежности.

Использование полученных проектных решений для капитального ремонта линейной части газопровода-отвода позволит обеспечить его безаварийную работу и бесперебойную подачу газа потребителям.

					<i>Технология проведения капитального ремонта газопровода-отвода условным диаметром 350мм на переходе через железную дорогу</i>					
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>						
<i>Разраб.</i>		Судариков П.П.			Заключение			<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Руковод.</i>		Цимбалюк А.Ф.								
<i>Консульт.</i>		Цимбалюк А.Ф.								
<i>И.о Зав.каф.</i>		Бурков П.В.								
					ТПУ гр. 3-2Б31Т					

Список использованной литературы

1. СНиП 2.05.06-85* «Магистральные трубопроводы. Нормы проектирования», 1997 г.;
2. СНиП III-42-80* «Магистральные трубопроводы. Правила производства и приемки работ», 1997 г.;
3. СП 20.13330.2011 Нагрузки и воздействия. Актуализированная редакция СНиП 2.01.07-85*
4. СНиП 2.02.04-88 «Основания и фундаменты на вечномерзлых грунтах», 1990 г.;
5. СНиП 12.01-2004 «Организация строительства»;
6. СНиП 3.01.04-87 «Приемка в эксплуатацию законченных строительством объектов. Основные положения»;
7. СП 45.13330.2012 Земляные сооружения, основания и фундаменты. Актуализированная редакция СНиП 3.02.01-87
8. СП 28.13330.2012 Защита строительных конструкций от коррозии. Актуализированная редакция СНиП 2.03.11-85 (с Изменением N 1)
9. СНиП 12-03-2001 «Безопасность труда в строительстве. Часть 1. Общие требования»;
10. СНиП 12-04-2002 «Безопасность труда в строительстве. Часть 2. Строительное производство»;
11. СНиП III-4-86 «Техника безопасности в строительстве»;
12. СП 131.13330.2012.Строительная климатология. Актуализированная редакция СНиП 23-01-99*;
13. СП 119.13330.2012 Железные дороги колеи 1520 мм. Актуализированная редакция СНиП 32-01-95

					Технология проведения капитального ремонта газопровода-отвода условным диаметром 350мм на переходе через железнуюдорогу			
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		Лит.	Лист	Листов
Разраб.		Судариков П.П.			Список использованной литературы			
Руковод.		Цимбалюк А.Ф.						
Консульт.		Цимбалюк А.Ф.						
И.о Зав.каф.		Бурков П.В.						
						ТПУ гр. 3-2Б31Т		

14. СТО «Газпром» 2-2.2-136-2007 «Инструкция по технологиям сварки при строительстве и ремонте промышленных и магистральных газопроводов», (Часть 1, Часть 2);

15. СП 109-34-97 «Сооружение переходов под автомобильными и железными дорогами», 1998 г.;

16. СП 111-34-96 «Свод правил по очистке полости и испытанию газопроводов», 1996 г.;

17. СП 41-103-2000 «Проектирование тепловой изоляции оборудования и трубопроводов», 2001 г.;

18. СН 449-72 «Указания по проектированию земляного полотна железных и автомобильных дорог»;

19. СанПиН 3183-84 «Порядок накопления, транспортировки, обезвреживания, захоронения токсичных промышленных отходов»;

20. СН 452 - 73 «Нормы отвода земель для магистральных трубопроводов», 1973 г.;

21. СТО «Газпром» 2-3.5-032-2005 «Положение по организации и проведению контроля за соблюдением требований промышленной безопасности и обеспечением работоспособности объектов единой системы газоснабжения ОАО «Газпром»;

22. СТО «Газпром» 2-3.5-051-2006 «Нормы технологического проектирования магистральных газопроводов», 2006 г.;

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

24. ГОСТ 12.3.002-75* «Процессы производственные. Общие требования безопасности»;

25. ГОСТ 30319.1-2015 Газ природный. Методы расчета физических свойств. Общие положения.

26. ГОСТ 30319.1-96 «Газ природный. Методы расчета физических свойств. Определение физических свойств природного газа, его компонентов и

Список использованной литературы

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	

продуктов переработки», 1997 г.;

27. ГОСТ Р 51164-98 «Трубопроводы стальные магистральные. Общие требования к защите от коррозии»;

28. ВСН 004-88 «Строительство магистральных трубопроводов. Технология и организация»;

29. ВСН 006-89 «Строительство магистральных и промышленных трубопроводов. Сварка»;

30. ВСН 008-88 «Строительство магистральных и промышленных трубопроводов. Противокоррозионная и тепловая защита»;

31. ВСН 011-88 «Строительство магистральных и промышленных трубопроводов. Очистка полости и испытание», 1988 г.;

32. ВСН 012-88 «Строительство магистральных и промышленных трубопроводов. Контроль качества и приемка работ», 1988 г.;

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

34. ВСН 39-1.9-003-98 «Конструкции и способы балластировки и закрепления подземных газопроводов» с дополнениями и изменениями (Извещение №1. утв. ОАО «Газпром»), 06.08.03 г.;

35. ВСН 014-89 «Охрана окружающей среды»;

36. СТО «Газпром» 2-2.4-083-2006 «Инструкция неразрушающим методам контроля качества сварных соединений при строительстве и ремонте промышленных и магистральных газопроводов»;

37. СТО «Газпром» 2-2.1-131-2007 «Инструкция по применению стальных труб на объектах ОАО «ГАЗПРОМ»;

38. РД 51-3133949-58-2000 «Инструкция по применению стальных труб в газовой и нефтяной промышленности»;

39. РД 558-97 «Руководящий документ по технологии сварки при производстве ремонтно-восстановительных работ на газопроводах»;

Список использованной литературы

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	

40. РД 09-364-00 «Типовая инструкция по организации безопасного проведения огневых работ на взрывоопасных и взрывопожароопасных объектах», Госгортехнадзор России, 2000 г.;

41. РД 10-274-99 «Типовая инструкция для лиц, ответственных за безопасное производство работ кранами-трубоукладчиками»;

42. «Инструкция по обеспечению безопасности движения поездов при производстве путевых работ», утвержденная МПС РФ № ЦП – 485 от 28.07.1997, редакция от 19.11.2010;

43. «Инструкция по сигнализации на железных дорогах РФ»;

44. «Правила безопасности при эксплуатации магистральных газопроводов, 1985 г.;

45. Постановление Минтруда РФ от 12 мая 2003 г. N 28 «Об утверждении Межотраслевых правил по охране труда на автомобильном транспорте»

46. «Правила охраны магистральных трубопроводов с дополнениями», 2004 г.;

47. ПБ 10-382-00 «Правила устройства и безопасной эксплуатации грузоподъемных кранов», с изменениями от 28 октября 2008 г.;

48. ПБ 10-157-97* «Правила устройства и безопасной эксплуатации кранов-трубоукладчиков, утв. Госгортехнадзором России» от 21.07.2000 г.;

49. ПБ 08-624-03 «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности», 2003 г.;

50. СТО «Газпром»2 – 2.3-231-2008 «Правила производства работ при капитальном ремонте линейной части магистральных газопроводов»;

51. «Правила технической эксплуатации железных дорог Российской Федерации», 2011 г.;

52. «ПТЭ и ПТБ при эксплуатации электроустановок потребителя Главгос Электронадзора»;

53. ППБ 01-03 «Правила пожарной безопасности в Российской

Список использованной литературы

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	

Федерации», 2003 г.;

54. ВППБ 01-04-98 «Правила пожарной безопасности для предприятий и организаций газовой промышленности», ИРЦ Газпром, 1998 г.;

55. «Правила охраны магистральных трубопроводов», утв. постановлением Госгортехнадзора России, 2004 г.;

56. «Межотраслевые правила по охране труда при электро- и газосварочных работах, утв. Министерством труда и социального развития РФ», 2001 г.;

57. «Межотраслевые правила по охране труда при погрузочно-разгрузочных работах и размещении грузов, утв. Министерством труда России», 20.03.1998 г.;

58. «Мероприятия по обеспечению безопасного ведения работ и сохранности действующих газопроводов и их сооружений», 2010 г.;

59. Федеральный закон РФ «Об охране окружающей среды», 10.01.2002 г., с изменениями на 28.12.2016;

60. Федеральный закон РФ «О промышленной безопасности опасных производственных объектов», 21.07.97 г. №116 – ФЗ;

61. Федеральный закон РФ «Об охране атмосферного воздуха», 04.05.1999 №96 – ФЗ;

62. «Земельный кодекс Российской Федерации», с изменениями на 03 июля 2016 г.;

63. «Положение о рекультивации земель, снятии, сохранении и рациональном использовании плодородного слоя почвы», утв. Постановлением РФ №140 от 23.02.94 г.;

64. «Порядок разработки и утверждения экологических нормативов выбросов и сбросов загрязняющих веществ в окружающую природную среду, лимитов использования природных ресурсов, размещения отходов», утв. Постановлением Правительства РФ №545 от 03.08.92 г. № ЦПИ-22

65. «Переходы железных дорог трубопроводами», Министерство

Список использованной литературы

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата
------	------	----------	---------	------

путей сообщения. Главное управление пути. Всероссийский научно-исследовательский институт железнодорожного транспорта. 1995 г.

66. «Справочник по проектированию магистральных трубопроводов» / под редакцией А.К. Дерцакяна. – Ленинград: «Недра», 1977 г., 519 с.;

67. А.Б. Айнбиндер, А.Г. Камерштейн. «Расчет магистральных трубопроводов на прочность и устойчивость». – Москва: «Недра», 1982 г.;

68. А.С. Арзунян, А.В. Громов, И.И. Матецкий. «Расчеты магистральных нефтегазопроводов и нефтебаз». – Москва: «Недра», 1972 г.;

69. Л.А. Бабин, П.Н. Григоренко, Е.Н. Ярыгин. «Типовые расчеты при сооружении трубопроводов». – Москва: «Недра», 1995 г.;

70. Ф.М. Мустафин, Л.И. Быков, А.Г. Гумеров и др. «Промысловые трубопроводы и оборудование». – Москва: «Недра», 2004 г.;

71. Б.В. Будзуляк, Н.Х. Халлыев, А.М. Тютнев и др. «Комплексная механизация капитального ремонта линейной части магистральных газопроводов». – Москва: «Недра», 2004 г.;

72. Интернет ресурсы.

Список использованной литературы

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	

Приложение А
(рекомендуемое)

Расчет теплофизических характеристик природного газа

Таблица А1 – Исходные данные для расчета теплофизических характеристик природного газа

Показатель	Обоз.	Величина / Формула	Ед. изм.	Природные газы										
				Метан	Этан	Пропан	Н-бутан	Изобутан	Н-пентан	Изо-пентан	Азот	Углекислый газ	Н-Гексан	Кислород
				CH ₄	C ₂ H ₆	C ₃ H ₈	н-C ₄ H ₁₀	i-C ₄ H ₁₀	н-C ₅ H ₁₂	i-C ₅ H ₁₂	N ₂	CO ₂	н-C ₆ H ₁₄	O ₂
Молярная масса (ГОСТ 30319.1-96 Таблица1)	Mi		кг/кмоль	16,043	30,07	44,097	58,123	58,123	72,15	72,15	28,0135	44,01	86,177	31,9988
Критическая температура (ГОСТ 30319.1-96 Таблица1)	Tкрі		°К	190,555	305,83	369,82	425,14	408,13	469,69	460,39	126,2	304,2	506,4	154,58
Критическое давление (ГОСТ 30319.1-96 Таблица1)	Pкрі		МПа	4,5988	4,88	4,25	3,784	3,648	3,364	3,381	3,39	7,386	3,03	5,043
Фактор сжимаемости (ГОСТ 30319.1-96 Таблица1)	Zci			0,9981	0,992	0,9834	0,9682	0,971	0,945	0,953	0,9997	0,9947	0,919	0,9993
Объемная доля компонента в газовой смеси при стандартных условиях	gi	100	%	92,27	4,55	0,91	0,06	0,03	0,03	0,03	1,63	0,4	0,05	0,04
	gi	1	ед.	0,9227	0,0455	0,0091	0,0006	0,0003	0,0003	0,0003	0,0163	0,004	0,0005	0,0004
	gi/Zci	1,0024		0,9245	0,0459	0,0093	0,0006	0,0003	0,0003	0,0003	0,0163	0,004	0,0005	0,0004
Концентрация i-того компонента газа (молярная доля компонента в газовой смеси) (ГОСТ 30319.1-96 Формула 12)	Xi	1,0001	ед.	0,9223	0,0458	0,0093	0,0006	0,0003	0,0003	0,0003	0,0163	0,004	0,0005	0,0004
Давление природного газа при стандартных условиях (ГОСТ 30319.0-96 Пункт 4.3)	Pc	0,1013	МПа											

					Технология проведения капитального ремонта газопровода-отвода условным диаметром 350мм на переходе через железнуюдорогу					
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата						
Разраб.	Судариков П.П.				Приложения			Лит.	Лист	Листов
Руковод.	Цимбалюк А.Ф.									
Консульт.	Цимбалюк А.Ф.									
И.о Зав.каф.	Бурков П.В.									
					ТПУ гр. 3-2Б31Т					

Продолжение таблицы А1

Температура природного газа при стандартных условиях (ГОСТ 30319.0-96 Пункт 4.3)	Tc	293,15	°К															
Плотность воздуха при стандартных условиях (СТО «Газпром» 2-3.5-051-2006 см. формулу 18.3)	ρв	1,20445	кг/м3															
Универсальная газовая постоянная (СТО «Газпром» 2-3.5-051-2006 см. формулу 18.2)	Rμ	8,31451	кДж/кмоль*К															
	xi*Mi		кг/кмоль	14,796	5	1,3772	0,4101	0,0349	0,0174	0,0216	0,0216	0,4566	0,176	0,0431	0,0128			
	xi*Pкри		МПа	4,2415	0,2235	0,0395	0,0023	0,0011	0,001	0,001	0,0553	0,0295	0,0015	0,002				
	xi*Tкри		°К	175,7489	14,007	3,4393	0,2551	0,1224	0,1409	0,1381	2,0571	1,2168	0,2532	0,0618				
	xi*Zci			0,9205	0,0454	0,0091	0,0006	0,0003	0,0003	0,0003	0,0163	0,004	0,0005	0,0004				

Таблица А2 – Расчет теплофизических характеристик природного газа

Показатель	Обоз.	Формула	Значения	Величина	Ед. изм.
Молярная масса природного газа (СТО «Газпром» 2-3.5-051-2006 Формула 18.1)	M	$M = \sum_i^n x_i M_i$		17,3678	кг/кмоль
Критическое давление смеси (СТО «Газпром» 2-3.5-051-2006 см. формулу 18.4)	Pнк	$P_{нк} = \sum_{i=1}^n x_i P_{кри}$		4,6	МПа
Критическая температура смеси (СТО «Газпром» 2-3.5-051-2006 см. формулу 18.4)	Tнк	$T_{нк} = \sum_{i=1}^n x_i T_{кри}$		197,44	°К
Коэффициент сжимаемости природного газа при стандартных условиях	Zc	$Z_c = \sum_i^n x_i Z_{ci}$		0,9977	
Плотность природного газа, транспортируемого по МГ, при стандартных условиях (СТО «Газпром2 2-3.5-051-2006 Формула 18.2)	ρс	$\rho_c = 10^3 \cdot MP_c / R_\mu T_c Z_c$	10^3*17,3678*0,1013/(8,31451*293,15*0,9977)	0,723	кг/м3
Относительная плотность природного газа по воздуху (СТО «Газпром2 2-3.5-051-2006 Формула 18.3)	Δ	$\Delta = \frac{\rho_c}{\rho_v}$	0,723/1,20445	0,6	

Приложения

Приложение Б
(рекомендуемое)

Расчет стационарного гидравлического режима работы линейного участка
и тепловой расчет подземного газопровода

Таблица Б1 – Исходные данные для расчета стационарного гидравлического
режима работы линейного участка и тепловой расчет подземного газопровода

Показатель	Обозн.	Формула	Значения	Величина	Ед. изм.
Относительная плотность природного газа по воздуху	Δ	$\Delta = \frac{\rho_c}{\rho_a}$		0,6	
Молярная масса природного газа (СТО «Газпром» 2-3.5-051-2006 Формула 18.1)	М	$M = \sum_i^n x_i M_i$		17,3678	кг/кмоль
Критическое давление смеси (СТО «Газпром» 2-3.5-051-2006 см. формулу 18.4)	Р _{пк}	$P_{пк} = \sum_{i=1}^n x_i P_{кpi}$		4,6	МПа
Критическая температура смеси (СТО «Газпром» 2-3.5-051-2006 см. формулу 18.4)	Т _{пк}	$T_{пк} = \sum_{i=1}^n x_i T_{кpi}$		197,44	°К
Диаметр трубопровода наружный	dn			377	мм
Толщина стенки трубопровода	δ			9	мм
Эквивалентная шероховатость труб (СТО «Газпром» 2-3.5-051-2006 Пункт 18.5.2)	К	для труб без внутреннего гладкостного покрытия следует принимать равным 0,030 мм; для труб с внутренним гладкостным покрытием – равным 0,010 мм		0,03	мм
Коэффициент гидравлической эффективности (СТО «Газпром» 2-3.5-051-2006 Пункт 18.5.2)	Е	принимается равным 0,95 для газопроводов без внутреннего гладкостного покрытия, но оснащенных устройствами периодической очистки внутренней полости трубопровода; для газопроводов с внутренним гладкостным покрытием, коэффициент гидравлической эффективности Е принимается равным 1; при этом на головных сооружениях газопроводов (или газодобывающих промыслах) должны быть приняты меры, исключающие возможность появления жидкой фазы в трубопроводе (0,92-при отсутствии указанных устройств - ОНТП 51-1-85 Пункт. 12.20)		0,92	
Толщина слоя изоляции	$\delta_{из}$			2,2	мм
Коэффициент теплопроводности изоляции	$\lambda_{из}$			0,1	Вт/м*К
Толщина снежного покрова	$\delta_{сн}$			0,55	м
Коэффициент теплопроводности снежного покрова (СТО «Газпром» 2-3.5-051-2006 Пункт 18.6.12)	$\lambda_{сн}$	(допускается принимать в зависимости от состояния снега: снег свежевывапавший – 0,1 Вт/м*К; снег уплотненный – 0,35 Вт/м*К; снег тающий – 0,64 Вт/м*К)		0,35	Вт/м*К
Глубина заложения оси трубопровода от поверхности грунта	h _о			1,2	м

Приложения

Продолжение таблицы Б1

Длина участка газопровода	L			9,8	км
Пропускная способность газопровода	q			0,566	млн. м3/сут
Давление в начале газопровода	Pн			5,4	МПа
Температура в начале участка газопровода	Tн			296,15	°К
Расчетная температура окружающей среды = среднее за рассматриваемый период значение температуры грунта на глубине h _о (определяют в соответствии со справочниками по климату РФ)	T _о =T _{гр}			273,15	°К
Коэффициент теплопроводности грунта насыпи (СНиП 2.02.04-88 Таблица 3)	λ _{гр}	При положительных температурах грунта (T _{гр} >273 К) и газа (T>273 К) значение коэффициента теплопроводности должно приниматься для грунта в талом состоянии λ _т ; при отрицательных температурах грунта (T _{гр} <273 К) и газа (T<273 К) значение коэффициента теплопроводности должно приниматься для грунта в мерзлом состоянии λ _м .		1,33	Вт/м*К
Расстояние от начала газопровода до рассматриваемой точки	x			9,3	км
Скорость ветра	v			2	м/с
Давление в конце газопровода (приближение)	Pк			5,39007	МПа
Средняя температура газа на участке газопровода (приближение)	T _{ср}			282,54	°К

Таблица Б2 – Расчет стационарного гидравлического режима работы линейного участка и тепловой расчет подземного газопровода

Показатель	Обозн.	Формула	Значения	Величина	Ед. изм.
Коэффициент теплоотдачи от поверхности грунта в атмосферу (СТО «Газпром» 2-3.5-051-2006 Формула 18.37)	α _в	$\alpha_v = 6,2 + 4,2v$	6,2+4,2*2	14,6	Вт/м2*К
Эквивалентная глубина заложения трубопровода (СТО «Газпром» 2-3.5-051-2006 из формулы 18.36)	h _{оэ}	$h_{оэ} = h_o + \lambda_{зп} \left(\frac{1}{\alpha_v} + \frac{\delta_{сн}}{\lambda_{сн}} \right)$	1,2+1,33*(1/14,6 +0,55/0,35)	3,381	м
Коэффициент теплоотдачи от трубопровода в грунт (СТО «Газпром» 2-3.5-051-2006 Формула 18.36)	α _{зп}	$\alpha_{зп} = \frac{\lambda_{зп}}{10^{-3} d_n} \left[0,65 + \left(\frac{10^{-3} d_n}{h_{оэ}} \right)^2 \right]$	(1,33/(10 ⁻³ *3*377))*(0,65+(10 ⁻³ *3*377/3,381) ²)	2,337	Вт/м2*К
Наружный диаметр теплоизолированного газопровода	d _{из}	d _{из} =d _н +2*δ _{из}	377+2*2,2	381,4	мм
Внутренний диаметр газопровода	d	d=d _н -2*δ	377-2*9	359	мм
Термическое сопротивление изоляции трубопровода (СТО «Газпром» 2-3.5-051-2006 Формула 18.29)	R _{из}	$R_{из} = \frac{10^{-3} d_n}{2\lambda_{из}} \ln \frac{d_{из}}{d_n}$	((10 ⁻³ *3*377)/(2*0,1))*Ln(381,4/377)	0,022	Вт/м2*К
Средний на участке общий коэффициент теплопередачи от газа в окружающую среду для подземных газопроводов (СТО «Газпром» 2-3.5-051-2006 Формула 18.35)	K _{ср}	$K_{ср} = \left(R_{из} + \frac{1}{\alpha_{зп}} \right)^{-1}$	(0,022+1/2,337) ⁻¹	2,223	Вт/м2*К

Приложения

Продолжение таблицы Б2

Среднее значение давления газа на участке газопровода (СТО «Газпром» 2-3.5-051-2006 Формула 18.19)	P _{cp}	$P_{cp} = \frac{2}{3} \left(P_n + \frac{P_{\kappa}^2}{P_n + P_{\kappa}} \right)$	(2/3)*(5,4+5,39007 ² /(5,4+5,39007))	5,395	МПа
Приведенное давление смеси (СТО «Газпром» 2-3.5-051-2006 см. формулу 18.22)	P _{np}	$P_{np} = \frac{P_{cp}}{P_{нк}}$	5,395/4,6	1,173	МПа
Приведенное температура смеси (СТО «Газпром» 2-3.5-051-2006 см. формулу 18.22)	T _{np}	$T_{np} = \frac{T_{cp}}{T_{нк}}$	282,54/197,44	1,431	°К
Коэффициент (СТО «Газпром» 2-3.5-051-2006 см. формулу 18.22)	R	$R = \frac{8,3143}{M}$	8,3143/17,3678	0,4787	
Коэффициент (СТО «Газпром» 2-3.5-051-2006 см. формулу 18.22)	E ₀	$E_0 = 4,437 - 1,015T_{np} + 0,591T_{np}^2$	4,437-1,015*1,431+0,591*1,431 ²	4,195	
Коэффициент (СТО «Газпром» 2-3.5-051-2006 см. формулу 18.22)	E ₁	$E_1 = 3,29 - \frac{11,37}{T_{np}} + \frac{10,9}{T_{np}^2}$	3,29-11,37/1,431+10,9/1,431 ²	0,667	
Коэффициент (СТО «Газпром» 2-3.5-051-2006 см. формулу 18.22)	E ₂	$E_2 = 3,23 - \frac{16,27}{T_{np}} + \frac{25,48}{T_{np}^2} - \frac{11,81}{T_{np}^3}$	3,23-16,27/1,431+25,48/1,431 ² -11,81/1,431 ³	0,273	
Коэффициент (СТО «Газпром» 2-3.5-051-2006 см. формулу 18.22)	E ₃	$E_3 = -0,214 + \frac{0,908}{T_{np}} - \frac{0,967}{T_{np}^2}$	-0,214+0,908/1,431-0,967/1,431 ²	-0,052	
Средняя изобарная теплоемкость природного газа в диапазоне температур 250-400К, при давлениях до 15 МПа (СТО «Газпром» 2-3.5-051-2006 Формула 18.22)	C _p	$C_p = R(E_0 + E_1P_{np} + E_2P_{np}^2 + E_3P_{np}^3)$	0,4787*(4,195+0,667*1,173+0,273*1,173 ² +(-0,052)*1,173 ³)	2,522	кДж/кг*К
Коэффициент (СТО «Газпром» 2-3.5-051-2006 см. формулу 18.20)	a	$a = 225,5 \cdot \frac{K_{cp} \cdot d_n}{q \cdot \Delta \cdot C_p \cdot 10^6}$	225,5*2,223*377/(0,566*0,6*2,522*10 ⁶)	0,221	
Коэффициент (СТО «Газпром» 2-3.5-051-2006 см. формулу 18.23)	H ₀	$H_0 = 24,96 - 20,3T_{np} + 4,57T_{np}^2$	24,96-20,3*1,431+4,57*1,431 ²	5,269	
Коэффициент (СТО «Газпром» 2-3.5-051-2006 см. формулу 18.23)	H ₁	$H_1 = 5,66 - \frac{19,92}{T_{np}} + \frac{16,89}{T_{np}^2}$	5,66-19,92/1,431+16,89/1,431 ²	-0,012	
Коэффициент (СТО «Газпром» 2-3.5-051-2006 см. формулу 18.23)	H ₂	$H_2 = -4,11 + \frac{14,68}{T_{np}} - \frac{13,39}{T_{np}^2}$	-4,11+14,68/1,431-13,39/1,431 ²	-0,39	
Коэффициент (СТО «Газпром» 2-3.5-051-2006 см. формулу 18.23)	H ₃	$H_3 = 0,568 - \frac{2,0}{T_{np}} + \frac{1,79}{T_{np}^2}$	0,568-2,0/1,431+1,79/1,431 ²	0,045	
Среднее значение коэффициента Джоуля-Томсона для природных газов с содержанием метана более 80 % в диапазоне температур 250÷400 К при давлениях до 15 МПа (СТО «Газпром» 2-3.5-051-2006 Формула 18.23)	D _i	$D_i = H_0 + H_1P_{np} + H_2P_{np}^2 + H_3P_{np}^3$	5,269+(-0,012)*1,173+(-0,39)*1,173 ² +0,045*1,173 ³	4,791	К/МПа

Приложения

Продолжение таблицы Б2

Средняя температура газа на участке газопровода (расчетная) (СТО «Газпром» 2-3.5-051-2006 Формула 18.21)	T_{cp}	$T_{cp} = T_o + \frac{T_n - T_o}{aL} (1 - e^{-aL}) - D_i \frac{P_n^2 - P_k^2}{2aLP_{cp}} \left(1 - \frac{1}{aL} (1 - e^{-aL}) \right)$	273,15+(296,15-273,15)*(1-e(-0,221*9,8))/(0,221*9,8)-4,791*(5,4^2-5,39007^2)*(1-(1-e(-0,221*9,8))/(0,221*9,8))/(2*0,221*9,8*5,395)	282,54	°К
НОРМА: Расхождение между заданной и расчетной средней температурой газа на участке равно нулю T_{cp} расчетная = T_{cp} заданной					
Приведенное температура смеси (СТО «Газпром» 2-3.5-051-2006 см. формулу 18.4)	T_{np}	$T_{np} = \frac{T_{cp}}{T_{нк}}$	282,54/197,44	1,431	°К
Коэффициент (СТО «Газпром» 2-3.5-051-2006 см. формулу 18.5)	μ_0	$\mu_0 = (1,81 + 5,95T_{np}) \cdot 10^{-6}$	(1,81+5,95*1,431)*10^-6	0,0000103	
Коэффициент (СТО «Газпром» 2-3.5-051-2006 см. формулу 18.5)	B_1	$B_1 = -0,67 + \frac{2,36}{T_{np}} - \frac{1,93}{T_{np}^2}$	-0,67+2,36/1,431-1,93/(1,431^2)	0,0367	
Коэффициент (СТО «Газпром» 2-3.5-051-2006 см. формулу 18.5)	B_2	$B_2 = 0,8 - \frac{2,89}{T_{np}} + \frac{2,65}{T_{np}^2}$	0,8-2,89/1,431+2,65/(1,431^2)	0,0745	
Коэффициент (СТО «Газпром» 2-3.5-051-2006 см. формулу 18.5)	B_3	$B_3 = -0,1 + \frac{0,354}{T_{np}} - \frac{0,314}{T_{np}^2}$	-0,1+0,354/1,431-0,314/(1,431^2)	-0,006	
Динамическая вязкость природного газа при давлениях до 15 МПа и температурах 250÷400 К (СТО «Газпром» 2-3.5-051-2006 Формула 18.5)	μ	$\mu = \mu_0 (1 + B_1 P_{np} + B_2 P_{np}^2 + B_3 P_{np}^3)$	0,0000103*(1+0,0367*1,173+0,0745*(1,173^2)+(-0,006)*(1,173^3))	0,0000117	Па*с
Число Рейнольдса (СТО «Газпром» 2-3.5-051-2006 Формула 18.6)	Re	$Re = 17,75 \cdot 10^3 \frac{q\Delta}{d\mu}$	17,75*10^3*0,566*0,6/(359*0,000117)	1435111,8	
Коэффициент сопротивления трению (СТО «Газпром» 2-3.5-051-2006 Формула 18.16)	$\lambda_{тр}$	$\lambda_{тр} = 0,067 \cdot \left(\frac{158}{Re} + \frac{2K}{d} \right)^{0,2}$	0,067*(158/1435111,8+2*0,03/359)^0,2	0,013	
Коэффициент гидравлического сопротивления участка газопровода (СТО «Газпром» 2-3.5-051-2006 Формула 18.15)	λ	$\lambda = \frac{\lambda_{тр}}{E^2}$	0,013/0,92^2	0,0154	
Коэффициент (СТО «Газпром» 2-3.5-051-2006 из формулы 18.4)	A_1	$A_1 = -0,39 + \frac{2,03}{T_{np}} - \frac{3,16}{T_{np}^2} + \frac{1,09}{T_{np}^3}$	-0,39+2,03/1,431-3,16/(1,431^2)+1,09/(1,431^3)	-0,1426	
Коэффициент (СТО «Газпром» 2-3.5-051-2006 из формулы 18.4)	A_2	$A_2 = 0,0423 - \frac{0,1812}{T_{np}} + \frac{0,2124}{T_{np}^2}$	0,0423-0,1812/1,431+0,2124/(1,431^2)	0,0194	
Коэффициент сжимаемости природных газов при давлениях до 15 МПа и температурах 250-400 К (СТО «Газпром» 2-3.5-051-2006 Формула 18.4)	Z_{cp}	$Z_{cp} = 1 + A_1 P_{np} + A_2 P_{np}^2$	1+(-0,1426)*1,173+(0,0194)*(1,173^2)	0,8594	
Расчетная пропускная способность одностороннего участка газопровода для всех режимов течения газа (СТО «Газпром» 2-3.5-051-2006 Формула 18.12)	q	$q = 3,32 \cdot 10^{-6} \cdot d^{2,5} \sqrt{\frac{P_n^2 - P_k^2}{\lambda \Delta T_{cp} Z_{cp} L}}$	3,32*10^-6*359^2,5*((5,4^2-5,39007^2)/(0,0154*0,6*282,54*0,8594*9,8))^0,5	0,566	млн. м3/сут

Приложения

Окончание таблицы Б2

НОРМА: Расхождение между заданной и расчетной пропускной способностью газопровода равно нулю, Рк расчетное = Рк заданному					
Коэффициент (СТО «Газпром» 2-3.5-051-2006 из формулы 18.20)	a	$a = 225,5 \cdot \frac{K_{cp} \cdot d_n}{q \cdot \Delta \cdot C_p \cdot 10^6}$	225,5*2,223*377/(0,566*0,6*2,522*10^6)	0,221	
Расчетная температура в заданной точке одностороннего газопровода при любом способе прокладки (СТО «Газпром» 2-3.5-051-2006 Формула 18.20)	T	$T = T_o + (T_H - T_o)e^{-ax} - D_i \frac{P_n^2 - P_k^2}{2aLP_{cp}} (1 - e^{-ax})$	273,15+(296,15-273,15)*EXP(-0,221*9,3)-4,791*(5,4^2-5,39007^2)*(1-EXP(-0,221*9,3))/(2*0,221*9,8*5,395)	276,076	°K

Приложения

Приложение В
(рекомендуемое)

Расчет трубопровода на прочность

Таблица В1 – Исходные данные для расчета трубопровода на прочность

Показатель	Обозн.	Величина	Ед. изм.
Рабочее давление	P	5,4	МПа
Наружный диаметр трубы	Dн	0,377	м
Условный диаметр трубы	DN	0,35	м
Номинальная толщина стенки (принятая с учетом прибавки на коррозию) (не менее 3мм для труб ф до 200 и 4мм для труб ф свыше 200)	δ	0,009	м
Марка стали		20	
Минимальное значение временного сопротивления	σ _{вр} =R1н	412	МПа (Н/мм ²)
Минимальное значение предела текучести	σ _т =R2н	245	МПа
Категория трубопровода		I, II	
Плотность стали (Таблица 12 СНиП 2.05.06-85*)	ρст (ρтр)	7850	кг/м ³
Коэффициент линейного расширения металла трубы (Таблица 12 СНиП 2.05.06-85*)	α	0,000012	1/град
Модуль упругости (Таблица 12 СНиП 2.05.06-85*)	E=E0	206000	МПа
Коэффициент поперечной деформации Пуассона в стадии упругой работы металла (Таблица 12 СНиП 2.05.06-85*)	μ0	0,3	
Коэффициент поперечной деформации Пуассона в стадии пластической работы металла	μ	0,5	
Температура стенок трубы в процессе эксплуатации	tэ	23	°С
Многолетняя среднемесячная температура воздуха в январе (карта 5 приложения 5 СНиП 2.01.07-85*)	tI	-20	°С
Многолетняя среднемесячная температура воздуха в июле (карта 6 приложения 5 СНиП 2.01.07-85*)	tVII	20	°С
Отклонение средней суточной температуры воздуха в январе от средней месячной (карта 7 приложения 5 СНиП 2.01.07-85*)	ΔI	20	°С
Запас по температуре при замыкании	tδ	5	°С
Коэффициент условий работы трубопровода (Таблица 1 СНиП 2.05.06-85*)	m	0,75	
Коэффициент надежности по материалу (Таблица 9 СНиП 2.05.06-85* или данные по ТУ на трубу)	k1	1,4	
Коэффициент надежности по материалу (Таблица 10 СНиП 2.05.06-85*)	k2	1,15	
Коэффициент надежности по назначению трубопровода (Таблица 11 СНиП 2.05.06-85*)	kn	1	
Коэффициент надежности по нагрузке - внутреннему рабочему давлению в трубопроводе (Таблица 13 СНиП 2.05.06-85*)	np	1,1	
Коэффициент надежности по нагрузке - массе (собственному весу) трубопровода и обустройств (Таблица 13 СНиП 2.05.06-85*)	nпр	1,1	
Коэффициент надежности по нагрузке - массе продукта (Таблица 13 СНиП 2.05.06-85*)	nпр	0,95	
Коэффициент надежности по нагрузке - давлению (весу) грунта (Таблица 13 СНиП 2.05.06-85*)	nгр	1,2	
Заглубление трубопровода до верха трубы	h0	1	м
Угол внутреннего трения грунта (Типовые расчеты при сооружении трубопроводов Таблица 8)	φгр	21	град.
Коэффициент сцепления грунта (Типовые расчеты при сооружении трубопроводов Таблица 8)	Сгр	9810	Па
Средняя плотность грунта (Таблица 5.10 Справочник по проектированию магистральных трубопроводов)	ρгр	1600	кг/м ³
Коэффициент (находится по монограмме Рис. 22 Типовые расчеты при сооружении трубопроводов по коэффициентам θ, Z см. далее расчет)	βу	23	
Число ПИ	π	3,1415	
Ускорение свободного падения	g	9,81	м/с ²
Толщина изоляции	δиз	2,2	мм
Плотность изоляции	ρиз	970	кг/м ³

Приложения

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата
------	------	----------	---------	------

Таблица В2 – Определение толщины стенки трубопроводов

Показатель	Обозн.	Формула	Значения	Величина	Ед. изм.
Отношение $\sigma/\sigma_{впр}$		$\sigma/\sigma_{впр}$	245/412	0,595	
Расчетное сопротивление растяжению (формула (4) СНиП 2.05.06-85*)	R1	$R_1 = \frac{R_{1н}m}{k_1k_n}$	412*0,75/ (1,4*1)	220,71	МПа
Расчетное сопротивление сжатию (формула (5) СНиП 2.05.06-85*)	R2	$R_2 = \frac{R_{2н}m}{k_2k_n}$	245*0,75/ (1,15*1)	159,78	МПа
Расчетная толщина стенки трубопровода (формула (12) СНиП 2.05.06-85*)	δ_p	$\delta_p = \frac{n_p p D_n}{2(R_1 + n_p p)}$	1,1*5,4*0,377/(2*(20,71+1,1*5,4))	0,00494	м
НОРМА - принятая толщина стенки больше расчетной $\delta > \delta_p$					
Внутренний диаметр трубопровода	Dвн	$D_{вн} = D_n - 2*\delta$	0,377-2*0,009	0,359	м
Диаметр изолированного трубопровода	Диз	$Диз = D_n + 2*\delta_{из}*0,001$	0,377+2*2,2*0,001	0,3814	м
Площадь поперечного сечения трубы	F	$F = \frac{\pi 10^4}{4} (D_n^2 - D_{вн}^2)$	3,1415*10 ⁴ *(0,377 ² -0,359 ²)/4	104	см ²
Момент инерции поперечного сечения трубы	I	$I = \frac{\pi 10^8}{64} (D_n^4 - D_{вн}^4)$	(3,1415/64)*10 ⁸ *(0,377 ⁴ -0,359 ⁴)	17623,5	см ⁴
Нагрузка от собственного веса трубы (вес металла)	qm	$q_m = 10^{-4} n_{mp} F \rho_{mp} g$	(10 ⁻⁴)*1,1*10 ⁴ *7850*9,81	881	Н/м
Нагрузка от веса изоляции	qиз	$q_{из} = \frac{n_{mp} \pi g \rho_{из}}{4} (D_{из}^2 - D_n^2)$	(1,1*3,1415*9,81*970/4)*(0,3814 ² -0,377 ²)	27,4	Н/м
Нагрузка от веса продукта (природного газа) (формула (7) СНиП 2.05.06-85*)	qпр	$q_{пр} = 10^2 n_{пр} p D_{вн}^2$	(10 ²)*0,95*5,4*0,359 ²	66,1	Н/м
Нагрузка от собственного веса заизолированного трубопровода с перекачиваемым продуктом	qтр	$q_{тр} = q_m + q_{из} + q_{пр}$	881+27,4+66,1	974,5	Н/м

Приложения

Продолжение таблицы В2

Кольцевые напряжения от расчетного внутреннего давления (формула (17) СНиП 2.05.06-85*)	σкц	$\sigma_{кц} = \frac{n_p p D_{вн}}{2\delta}$	1,1*5,4*0,359/(2*0,009)	118,47	МПа
Нормативное значение средней температуры по сечению элемента в теплое время года (формула (17), Таблица 15 СНиП 2.01.07-85*)	tw = tew	tew=tVII+6	20+6	26	°С
Нормативное значение средней температуры по сечению элемента в холодное время года (формула (18), Таблица 15 СНиП 2.01.07-85*)	tc = tec	tec=tI-ΔI	-20-20	-40	°С
Расчетный температурный перепад при замыкании трубопровода в холодное время года (пункты 8.11, 8.12 СНиП 2.05.06-85*)	Δtp(+)	Δtp(+)=tэ-1,1*tc	23-1,1*(-40)	67	°С
Расчетный температурный перепад при замыкании трубопровода в теплое время года (пункты 8.11, 8.12 СНиП 2.05.06-85*)	Δtp(-)	Δtp(-)=tэ-1,1*tw	23-1,1*26	-5,6	°С
Абсолютное значение максимального положительного температурного перепада (формула (24) СНиП 2.05.06-85*)	Δtmax(+)	$\Delta t_{\max(+)} = \frac{\mu R_1}{\alpha E}$	0,5*220,71/(0,000012*206000)	44,64	°С

Приложения

Продолжение таблицы В2

Абсолютное значение максимального отрицательного температурного перепада (формула (24) СНиП 2.05.06-85*)	$\Delta t_{\max(-)}$	$\Delta t_{\max(-)} = \frac{R_1(1-\mu)}{\alpha E}$	220,71*(1-0,5)/(0,00012*206000)	44,64	°C
Расчетное значение максимального положительного температурного перепада	$\Delta t(+)$	$\min(\Delta t(+); \Delta t_{\max(+)})$		44,64	°C
Расчетное значение максимального отрицательного температурного перепада	$\Delta t(-)$	$\min(\Delta t(-) ; \Delta t_{\max(-)})$		-5,6	°C
Итоговое расчетное значение температурного перепада	Δt	$\max(\Delta t(+) ; \Delta t(-))$		44,64	°C
Минимальная температура замыкания в нитку	$t_{\text{зам min}}$	$t_{\text{зам min}} = t_{\text{э}} + t_{\delta} - \Delta t(+)$	23+5-44,64	-16,64	°C
Максимальная температура замыкания в нитку	$t_{\text{зам max}}$	$t_{\text{зам max}} = t_{\text{э}} - t_{\delta} - (\Delta t(-))$	23-5-(-5,6)	23,6	°C
Продольное осевое напряжение от расчетных нагрузок и воздействий с учетом упруго-пластической работы металла труб (формула (18) СНиП 2.05.06-85*)	$\sigma_{\text{пр.N}}$	$\sigma_{\text{пр.N}} = -\alpha E \Delta t + \mu \frac{n_p p D_{\text{вн}}}{2\delta}$	-0,000012*206000*44,64+0,5*1,1*5,4*0,359/(2*0,009)	-51,12	МПа
Коэффициент, учитывающий двухосное напряженное состояние труб (формула (14) СНиП 2.05.06-85*)	ψ_1	$\psi_1 = \sqrt{1 - 0,75 \left(\frac{ \sigma_{\text{пр.N}} }{R_1} \right)^2} - 0,5 \frac{ \sigma_{\text{пр.N}} }{R_1}$	КОРЕНЬ(1-0,75*(1-51,12)/20,71)^2)-0,5*(1-51,12)/20,71	0,864	

Приложения

Продолжение таблицы В2

Расчетная толщина стенки трубопровода при наличии продольных осевых сжимающих напряжений (формула (13) СНиП 2.05.06-85*)	δ_p	$\delta_p = \frac{n_p p D_n}{2(R_1 \psi_1 + n_p p)}$	1,1*5,4*0,377/(2*(20,71*0,864+1,1*5,4))	0,00569	м
НОРМА - принятая толщина стенки больше расчетной $\delta > \delta_p$					
		Дн/140	0,377/140	0,0027	м
Толщина стенки не менее 3мм для труб ф до 200 и 4мм для труб ф свыше 200 (пункт 8.22 СНиП 2.05.06-85*)	$\delta_{норм}$			0,004	м
НОРМА - принятая толщина стенки удовлетворяет условиям Дн/140 < $\delta < \delta_{норм}$					
Проверка на прочность подземных трубопроводов в продольном направлении					
Коэффициент, учитывающий двухосное напряженное состояние металла труб, при растягивающих осевых продольных напряжениях (формула (16) СНиП 2.05.06-85*)	ψ_2	$\psi_2 = \sqrt{1 - 0,75 \left(\frac{\sigma_{кц}}{R_1} \right)^2} - 0,5 \frac{\sigma_{кц}}{R_1}$	КОРЕНЬ(1-0,75*(118,47/220,71)^2)-0,5*118,47/220,71	0,617	
		I(спр.N)I	I-51,12I	51,12	
		$\psi_2 * R_1$	0,617*220,71	136,18	
НОРМА - принятая толщина стенки удовлетворяет условиям I(спр.N)I <= $\psi_2 * R_1$ (формула (15) СНиП 2.05.06-85*)					
Проверка предотвращения недопустимых пластических деформаций подземных трубопроводов					
Кольцевые напряжения от нормативного (рабочего) давления (формула (32) СНиП 2.05.06-85*)	$\sigma_{кц н}$	$\sigma_{кц н} = \frac{p D_{вн}}{2\delta}$	5,4*0,359/(2*0,009)	107,7	МПа

Приложения

Продолжение таблицы В2

Кoeffициент, учитывающий двухосное напряженное состояние металла труб (формула (31) СНиП 2.05.06-85*)	ψ3 пред	$\psi_{3 \text{ пред}} = \sqrt{1 - 0,75 \left(\frac{\sigma_{\text{кцн}}}{m R_{2H}} \right)^2} - 0,5 \frac{\sigma_{\text{кцн}}}{m R_{2H}}$	КОРЕНЬ(1-0,75*(107,7/((0,75/(0,9*1))*245))^2)-0,5*107,7/((0,75/(0,9*1))*245)	0,626	
Минимальный радиус упругого изгиба оси трубопровода (из формулы (33) с учетом формулы (29) СНиП 2.05.06-85*)	ρ1	$\rho_1 = \frac{ED_n}{2 \left(\frac{\psi_{3 \text{ пред}} m R_{2H}}{0,9 k_H} + \mu_0 \sigma_{\text{кцн}} - \alpha E \Delta t \right)}$	206000*0,377/(2*(0,626*0,75*245/(0,9*1)+0,3*107,7-0,000012*206000*4,64)	780,2	м
Минимальный радиус упругого изгиба оси трубопровода (из формулы (33) с учетом формулы (29) СНиП 2.05.06-85*)	ρ2	$\rho_2 = \frac{ED_n}{2 \left(\frac{m R_{2H}}{0,9 k_H} - \mu_0 \sigma_{\text{кцн}} + \alpha E \Delta t \right)}$	206000*0,377/(2*(0,75*245/(0,9*1)-0,3*107,7+0,000012*206000*4,64))	137,6	м
Итоговый минимальный радиус упругого изгиба оси трубопровода	ρ	ρ=max(ρ1;ρ2)		780,2	м
Минимальный допустимый радиус упругого изгиба оси трубопровода (Таблица (5) СНиП III-42-80*)	ρmin доп	ρmin доп=1000*DN	1000*0,35	350	м
НОРМА - расчетный минимальный радиус упругого изгиба ρ>ρmin доп					
Максимальные (фибровые) суммарные продольные напряжения от нормативных нагрузок и воздействий - внутреннего давления,	σпр.н (+)	$\sigma_{\text{прн}(+)} = \mu_0 \sigma_{\text{кцн}} - \alpha E \Delta t + \frac{ED_n}{2\rho}$	0,3*107,7 - 0,000012*206000*4,64+206000*0,377/(2*780,2)	-28,27	МПа

Приложения

Продолжение таблицы В2

Максимальные (фибровые) суммарные продольные напряжения от нормативных нагрузок и воздействий - внутреннего давления, температурного перепада и упругого изгиба (формула (33) СНиП 2.05.06-85*)	σ _{пр.н (-)}	$\sigma_{\text{пр.н}(-)} = \mu_0 \sigma_{\text{кц.н}} - \alpha E \Delta t - \frac{ED_n}{2\rho}$	0,3*107,7 - 0,000012* 206000*4 4,64- 206000*0, 377/(2*78 0,2)	-127,81	МПа
Итоговые максимальные (фибровые) суммарные продольные напряжения от нормативных нагрузок и воздействий - внутреннего давления, температурного перепада и упругого изгиба (формула (33) СНиП 2.05.06-85*)	σ _{пр.н}	σ _{пр.н} =max(Iσ _{пр.н (+)} ; Iσ _{пр.н (-)})		-127,81	МПа
С учетом знака σ _{пр.н}	ψ3	ψ3=ψ3пред		0,626	
		I(σ _{пр.н})I	I-127,81I	127,81	МПа
		m*R2н/(0,9*кн)	0,75*245/ (0,9*1)	204,17	МПа
		ψ3*m*R2н/(0,9*кн)	0,626*0,7 5*245/(0, 9*1)	127,81	МПа
НОРМА - принятая толщина стенки удовлетворяет условиям I(σ _{пр.н})I<=ψ3*m*R2н/(0,9*кн) (формула (29) СНиП 2.05.06-85*)					
НОРМА - принятая толщина стенки удовлетворяет условиям σкц н<=m*R2н/(0,9*кн) (формула (30) СНиП 2.05.06-85*)					
Проверка общей устойчивости трубопровода в продольном направлении в плоскости наименьшей жесткости системы					
Эквивалентное продольное осевое усилие в сечении трубопровода для прямолинейных участков трубопроводов и участков, выполненных упругим изгибом	S	S=100*((0,5-μ0)*σкц+α*E*Δt)*F	100*((0,5- 0,3)*118, 47+0,000 012*2060 00*44,64) *104	1394058,4	Н
Для прямолинейных участков подземных трубопроводов					

Приложения

Продолжение таблицы В2

Сопrotивление грунта вертикальным перемещениям трубы (Типовые расчеты при сооружении трубопроводов Формула 3.52)	qвп	$q_{вп} = n_{зр} g \rho_{зр} D_n \left(h_0 + \frac{D_n}{2} - \frac{\pi D_n}{8} \right) + q_{тр}$	1,2*9,81*1600*0,377*(1+0,377/2-3,1415*0,377/8)+974,5	8362,6	Н/м
Среднее удельное давление на единицу поверхности контакта трубопровода с грунтом (Типовые расчеты при сооружении трубопроводов Формула 3.50)	Pгр	$P_{зр} = \frac{n_{зр} g \rho_{зр} \left(2 D_n h_0 + \frac{D_n^2}{4} + 2 D_n \left(h_0 + \frac{D_n}{2} \right) \operatorname{tg}^2 \left(45 - \frac{\varphi_{зр}}{2} \right) \right) + q_{тр}}{\pi D_n}$			
		(1,2*9,81*1600(2*0,377*1+0,377^2/4+2*0,377*(1+0,377/2)tg^2(45°-21/2))+974,5)/(3,1415*0,377)	20110,9	Н/м2	
Сопrotивление грунта продольному перемещению трубы, приходящееся на единицу длины трубопровода (Типовые расчеты при сооружении трубопроводов Формула 3.48)	Po	$P_o = \pi * D_n * (P_{гр} * \operatorname{tg} \varphi_{гр} + C_{гр})$	3,1415*0,377*(20110,9*tg(21)+9810)	20761,4	Н/м
Продольное критическое усилие для прямолинейных участков подземных трубопроводов (Типовые расчеты при сооружении трубопроводов Формула 3.47)	Nкр	$N_{кр} = 4,09 \sqrt[3]{10^{-2} P_o^2 q_{вп}^4 F^2 E^5 I^3}$	4,09*(10^(-2)*20761,4^2*8362,6^4*104^2*206000^5*17623,5^3)^(1/11)	3813463	Н
НОРМА - общая устойчивость трубопровода в продольном направлении в плоскости наименьшей жесткости системы обеспечена S<=m*Nкр (формула (34) СНиП 2.05.06-85*)					
Для криволинейных участков трубопровода, выполненных упругим изгибом					
Параметр (Типовые расчеты при сооружении трубопроводов Формула 3.57)	θ	$\theta = \frac{1}{\rho \sqrt[3]{\frac{100 q_{вп}}{EI}}}$	1/(780,2*100*(8362,6/(206000*17623,5))^(1/3))	0,021	

Приложения

Окончание таблицы В2

Параметр (Типовые расчеты при сооружении трубопроводов Формула 3.58)	Z	$Z = \frac{\sqrt{10^4 PoF}}{\sqrt[3]{\frac{qenI}{EI}}}$	$\frac{(10^4 * 20761,4 * 104)}{(8362,6 * 17623,5)^{1/2}} / ((100 * 8362,6) / (206000 * 17623,5))^{1/3}$	197,5	
Продольное критическое усилие для криволинейны х участков трубопровода, выполненных упругим изгибом (Типовые расчеты при сооружении трубопроводов Формула 3.55)	N _{кр}	$N_{кр} = \beta y \sqrt[3]{qen^2 EI}$	$23 * (8362,6^2 * 206000 * 17623,5)^{1/3}$	14563816	Н
		m*N _{кр}	0,75*14563815,9	10922862	Н
НОРМА - общая устойчивость трубопровода в продольном направлении в плоскости наименьшей жесткости системы обеспечена S<=m*N _{кр} (формула (34) СНиП 2.05.06-85*)					

Приложения

Приложение Г
(рекомендуемое)

Расчет толщины стенки защитного футляра

Таблица Г1 – Исходные данные для расчета толщины стенки защитного футляра

Показатель	Обоз.	Формула	Значения	Величина	Ед. изм.
Наружный диаметр трубы (газопровод / нефтепровод)	Dн			377	м
Диаметр защитного футляра	Dф			630	мм
Расчетное сопротивление материала футляра по пределу текучести	R2			200	МПа
Глубина заложения футляра	H			3,43	м
Средний удельный вес грунта в естественном состоянии по высоте H (Типовые расчеты при сооружении трубопроводов Таблица 59)	$\gamma_{гр.ср}$			16	кН/м ³
Угол внутреннего трения грунта (Типовые расчеты при сооружении трубопроводов Таблица 59)	$\phi_{гр}$			21	град.
Коэффициент крепости породы (Типовые расчеты при сооружении трубопроводов Таблица 59)	$f_{кр}$			0,6	
Коэффициент надежности по нагрузке - давлению (весу) грунта (Таблица 13 СНиП 2.05.06-85*)	$n_{гр}$			1,2	
Нормативное давление на футляр (Типовые расчеты при сооружении трубопроводов рис.99)	$q_{п н}$			37	Н/м ²
Коэффициент надежности по нагрузке (Типовые расчеты при сооружении трубопроводов)	$k_{п}$			1,3	
Коэффициент, учитывающий всестороннее сжатие футляра	c			0,25	

Приложения

Продолжение таблицы Г1

Поправочный коэффициент (для двухпутных железных дорог = 1; однопутных = 0,56; трехпутных = 1,33)	1			1	
Расчет толщины стенки защитного футляра					
Нормативный диаметр защитного футляра (Пункт 6.32 СНиП 2.05.06-85*)	Dф н	Dф н=Dн+200мм	377+200	577	мм
Расчетный диаметр защитного футляра (Типовые расчеты при сооружении трубопроводов Формула 6.183)	Dф расч.	$D\phi \approx \frac{D_n^2}{(0,9 * D_n - 85)}$	377^2/(0,9*377-85)	559	мм
НОРМА (Dф>Dф н)					
НОРМА (Dф≈Dф расч.)					
Радиус футляра	рф	рф=0,5*Dф	0,5*630	315	мм
Ширина естественного свода обрушения (Типовые расчеты при сооружении трубопроводов Формула 6.187)	B	$B = D\phi * [1 + tg(45^\circ - \frac{\varphi_{cp}}{2})] / 1000$	630*[1+tg(45-21/2)]/1000	1,06	м
Высота естественного свода обрушения (Типовые расчеты при сооружении трубопроводов Формула 6.187)	hсв	hсв=B/(2*fkр)	1,06/(2*0,6)	0,88	м
Расчетная вертикальная нагрузка от действия грунта (Типовые расчеты при сооружении трубопроводов Формула 6.184)	qгр.в	qгр.в1=нгр*γгр.ср*H	1,2*16*3,43	65,9	кПа
Расчетная вертикальная нагрузка от действия грунта при естественном своде обрушения (Типовые расчеты при сооружении трубопроводов Формула 6.185)	qгр.в	qгр.в2=нгр*γгр.ср*hсв	1,2*16*0,88	16,9	кПа
Расчетная величина бокового давления грунта (Типовые расчеты при сооружении трубопроводов Формула 6.188)	qгр.б	$q_{гр.б1} = n_{гр} * \gamma_{гр.ср} * (H + D\phi / (2 * 1000)) * tg^2(45^\circ - \varphi_{гр} / 2)$	$1,2 * 16 * (3,43 + 630 / (2 * 1000)) * tg^2(45 - 21 / 2)$	34	кПа

Приложения

Окончание таблицы Г1

Расчетная величина бокового давления грунта в случае формирования свода обрушения (Типовые расчеты при сооружении трубопроводов Формула 6.189)	qгр.б	$q_{гр.б2} = n_{гр} * \gamma_{гр.ср} * (h_{св} + D_{ф} / (2 * 1000)) * \operatorname{tg}^2(45^{\circ} - \varphi_{гр} / 2)$	$1,2 * 16 * (0,88 + 630 / (2 * 1000)) * \operatorname{tg}^2(45 - 21/2)$	10,8	кПа
h _{св} < H - над футляром образуется свод естественного обрушения					
Итоговая расчетная вертикальная нагрузка от действия грунта	qгр.в			16,9	кПа
Итоговая расчетная величина бокового давления грунта	qгр.б			10,8	кПа
Расчетная вертикальная нагрузка от железнодорожного транспорта (Типовые расчеты при сооружении трубопроводов)	qп	$q_{п} = k_{п} * k_{1} * q_{пн}$	1,3 * 1 * 37	48,1	кПа
Расчетное поперечное сжимающее усилие в наиболее напряженном сечении футляра, отнесенное к единице длины футляра (Типовые расчеты при сооружении трубопроводов Формула 6.201)	N	$N = -r_{ф} * (q_{гр.в} + q_{п}) / 1000$	- 315 * (16,9 + 48,1) / 1000	-20,5	кН/м
Расчетный изгибающий момент в наиболее напряженном сечении футляра, отнесенный к единице его длины (Типовые расчеты при сооружении трубопроводов Формула 6.202)	M	$M = c * r_{ф}^2 * (q_{гр.в} + q_{п} - q_{гр.б}) / 10^6$	0,25 * 315^2 * (16,9 + 48,1 - 10,8) / 10^6	1,3	кН
Толщина стенки футляра (Типовые расчеты при сооружении трубопроводов Формула 6.200)	δф	$\delta_{ф} = -\frac{N}{2 * R_2} + \sqrt{\left(\frac{N}{2 * R_2}\right)^2 + \frac{6 * M}{R_2}}$	(-(-20,5) / (2 * 200 * 10^3)) + КОРЕНЬ((-20,5 / (2 * 200 * 10^3))^2 + (6 * 1,3 / (200 * 10^3))) * 1000	6,3	мм

Приложения

