

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

---

Институт природных ресурсов  
Направление подготовки 21.03.01 Нефтегазовое дело  
Кафедра Транспорта и хранения нефти и газа

**БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА**

Тема работы
<b>Капитальный ремонт перехода через водную преграду магистрального газопровода путем замены вантового перехода на балочный</b>

УДК 622.691.4.07

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б2А	Степкин Николай Андреевич		

Руководитель

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

**КОНСУЛЬТАНТЫ:**

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

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

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Алексеев Н.А.			

**ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:**

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

Томск – 2016 г.



<i>разделов, подлежащих разработке; заключение по работе).</i>	- оценка экономической эффективности выбранного варианта технического решения, расчет срока окупаемости проекта.
<b>Перечень графического материала</b> <i>(с точным указанием обязательных чертежей)</i>	Топографическая карта трассы магистрального газопровода;
<b>Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы</b> <i>(с указанием разделов)</i>	
<b>Раздел</b>	<b>Консультант</b>
Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Глызина Т.С.
Социальная ответственность	Алексеев Н.А.

<b>Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику</b>	
---	--

**Задание выдал руководитель:**

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

**Задание принял к исполнению студент:**

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б2А	Степкин Н.А.		

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

Студенту:

<b>Группа</b>	<b>ФИО</b>
2Б2А	Степкин Н.А.

<b>Институт</b>	<b>ИПР</b>	<b>Кафедра</b>	<b>ТХНГ</b>
<b>Уровень образования</b>	бакалавриат	<b>Направление/специальность</b>	21.03.01 Нефтегазовое дело

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

1. <i>Стоимость ресурсов научного исследования (НИ): материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих</i>	- стоимость работ и материально-технических ресурсов по строительству балочного перехода магистрального газопровода
2. <i>Нормы и нормативы расходования ресурсов</i>	- МДС 81-35.2004, ГСН 81-05-01-2001, ГСН 81-05-02-2007, СТО Газпром 2-2.2-336-2009
3. <i>Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования</i>	Налоговая система и финансовое законодательство Российской Федерации

**Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:**

1. <i>Оценка коммерческого потенциала инженерных решений (ИР)</i>	- сравнительный анализ возможных методов проведения ремонта, оценка экономического потенциала принятых технических решений
2. <i>Формирование плана и графика разработки и внедрения ИР</i>	- расчет затрат исходя из плана и графика выполнения различных видов работ
3. <i>Обоснование необходимых инвестиций для разработки и внедрения ИР</i>	- обоснование экономической выгоды за счет внедрения проекта
4. <i>Составление бюджета инженерного проекта (ИП)</i>	- составление сводного сметного расчета на реализацию проекта
5. <i>Оценка ресурсной, финансовой, социальной, бюджетной эффективности ИР и потенциальных рисков</i>	- Оценка экономической эффективности и срока окупаемости проекта

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

1. План денежных потоков;
2. Таблица сводный сметный расчет;
3. Диаграмма анализ структуры затрат.

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику

**Задание выдал консультант:**

<b>Должность</b>	<b>ФИО</b>	<b>Ученая степень, звание</b>	<b>Подпись</b>	<b>Дата</b>
Старший преподаватель	Глызина Т.С.	к.х.н.		

**Задание принял к исполнению студент:**

<b>Группа</b>	<b>ФИО</b>	<b>Подпись</b>	<b>Дата</b>
2Б2А	Степкин Н.А.		

## ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»

Студенту:

<b>Группа</b>	<b>ФИО</b>
2Б2А	Степкин Н.А.

<b>Институт</b>	<b>ИПР</b>	<b>Кафедра</b>	<b>ТХНГ</b>
Уровень образования	бакалавриат	Направление/специальность	21.03.01 Нефтегазовое дело

### 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"> <li>– вредных проявлений факторов производственной среды (метеоусловия, вредные вещества, освещение, шумы, вибрации, электромагнитные поля, ионизирующие излучения)</li> <li>– опасных проявлений факторов производственной среды (механической природы, термического характера, электрической, пожарной и взрывной природы)</li> <li>– негативного воздействия на окружающую природную среду (атмосферу, гидросферу, литосферу)</li> <li>– чрезвычайных ситуаций (техногенного, стихийного, экологического и социального характера)</li> </ul>	<p><b>Описание технологического процесса:</b> переукладка перехода магистрального газопровода через реку с изменением высотного положения трубопровода и заменой конструкций вантовых и ферменных переходов на балочный .в ходе чего:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>– проявляются такие ОВПФ, как, движущиеся машины и механизмы; подвижные части производственного оборудования; передвигающиеся изделия, заготовки, материалы; разрушающиеся конструкции, повышенная запыленность и загазованность воздуха рабочей зоны;</li> <li>– воздействие на окружающую среду (приземный слой атмосферы, водную среду, земельные угодья);</li> <li>– чрезвычайные ситуации техногенного характера – повреждение трубопровода, сопровождающиеся взрывом и пожаром.</li> </ul>
<p>2. Знакомство и отбор законодательных и нормативных документов по теме</p>	<p>При разработке раздела использованы следующие нормативные документы: ВППБ 01-04-98, ПБ 10-382-00, СНиП 12-03-2001, СТО Газпром 14-2005, ГОСТ Р 22.0.07-95, ГОСТ Р 12.3.047-98.</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"> <li>– физико-химическая природа вредности, её связь с разрабатываемой темой;</li> <li>– действие фактора на организм человека;</li> <li>– приведение допустимых норм с необходимой размерностью (со ссылкой на соответствующий нормативно-технический документ);</li> <li>– предлагаемые средства защиты (сначала коллективной защиты, затем – индивидуальные защитные средства)</li> </ul>	<p>Анализ вредных факторов проектируемого объекта:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>– повышенная загазованность воздуха рабочей зоны;</li> <li>– пониженная температура воздуха рабочей зоны;</li> </ul> <p>Мероприятия по снижению воздействия вредных факторов:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>– контроль загазованности воздушной среды;</li> <li>– проведение инструктажей;</li> <li>– применение спецодежды и СИЗ;</li> <li>– работа с исправными инструментами и механизмами.</li> </ul>
<p>2. Анализ выявленных опасных факторов проектируемой производственной среды в следующей последовательности</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>– механические опасности (источники, средства защиты);</li> <li>– термические опасности (источники, средства защиты);</li> <li>– электробезопасность (в т.ч. статическое электричество, молниезащита – источники, средства защиты);</li> <li>– пожаровзрывобезопасность (причины, профилактические мероприятия, первичные</li> </ul>	<p>Анализ опасных факторов проектируемого объекта:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>– движущиеся машины и механизмы; подвижные части производственного оборудования; передвигающиеся изделия, разрушающиеся конструкции;</li> <li>– повреждение трубопровода, сопровождающиеся взрывом и пожаром.</li> </ul> <p>Мероприятия по снижению воздействия опасных факторов и предотвращению риска аварий:</p>

<i>средства пожаротушения)</i>	<ul style="list-style-type: none"> <li>– проведение инструктажей;</li> <li>– работа с исправным электроинструментом в соответствии с ПУЭ;</li> <li>– контроль загазованности воздушной среды.</li> </ul>
<p>3. Охрана окружающей среды:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>– защита селитебной зоны</li> <li>– анализ воздействия объекта на атмосферу (выбросы);</li> <li>– анализ воздействия объекта на гидросферу (сбросы);</li> <li>– анализ воздействия объекта на литосферу (отходы);</li> <li>– разработать решения по обеспечению экологической безопасности со ссылками на НТД по охране окружающей среды.</li> </ul>	<p>Анализ воздействия на окружающую среду:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>– Приземный слой атмосферы;</li> <li>– Водную среду;</li> <li>– Земельные угодья.</li> </ul> <p>Мероприятия по снижению воздействия на окружающую среду.</p>
<p>4. Защита в чрезвычайных ситуациях:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>– перечень возможных ЧС на объекте;</li> <li>– выбор наиболее типичной ЧС;</li> <li>– разработка превентивных мер по предупреждению ЧС;</li> <li>– разработка мер по повышению устойчивости объекта к данной ЧС;</li> <li>– разработка действий в результате возникшей ЧС и мер по ликвидации её последствий</li> </ul>	<p>Анализ возможных чрезвычайных ситуаций на объекте – повреждение трубопровода, сопровождающееся взрывом и пожаром.</p> <p>Разработка мероприятий по предупреждению аварий.</p> <p>Расчет зон действия поражающих факторов воздушной ударной волны (избыточное давление, импульс фазы сжатия)</p> <p>Разработка действий и схемы оповещения при аварии.</p>
<b>Перечень графического материала:</b>	
<i>При необходимости представить эскизные графические материалы к расчётному заданию (обязательно для специалистов и магистров)</i>	<p>Схема оповещения для передачи сигналов ГО и ЧС.</p> <p>Границы действия воздушной ударной волны при взрыве газа.</p>

<b>Дата выдачи задания для раздела по линейному графику</b>	
---	--

**Задание выдал консультант:**

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Алексеев Н.А.			

**Задание принял к исполнению студент:**

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б2А	Степкин Н.А.		

## РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа 97 с., 8 рис., 11 табл., 1 диаграмма, 38 источников.

Ключевые слова: БАЛОЧНЫЙ ПЕРЕХОД, МАГИСТРАЛЬНЫЙ ГАЗОПРОВОД, ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЙ РАСЧЕТ, ОРГАНИЗАЦИЯ СТРОИТЕЛЬСТВА, ИСПЫТАНИЯ.

Объектом исследования является балочный переход магистрального газопровода.

Цель работы – проектирование балочного перехода магистрального газопровода, технологический расчет газопровода. Технические решения по организации выполнения строительных работ.

В процессе исследования проводились: сравнительный анализ методов проведения ремонта, технологический расчет магистрального газопровода, анализ опасных и вредных производственных факторов, анализ возможных воздействий на окружающую среду, расчет срока окупаемости и оценка эффективности проекта.

В результате исследования определен оптимальный метод проведения ремонта, на основании расчетов произведен выбор материалов и определена технология производства работ, предложены мероприятия по снижению опасных и вредных производственных факторов, мероприятия по снижению неблагоприятного воздействия на окружающую среду, проведен анализ структуры затрат.

Основные конструктивные, технологические и технико-эксплуатационные характеристики: на основании расчетов произведен выбор материалов и конструкций элементов проектируемого балочного с поддерживающим элементом в виде фермы и предложена организация его строительства.

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	Реферат			
Разраб.		Степкин Н.А.			Капитальный ремонт перехода через водную преграду магистрального газопровода путем замены вантового перехода на балочный	Лит.	Лист	Листов
Руковод.		Богданов А.Л.					7	97
Консульт.						ТПУ гр. 2Б2А		
Зав. Каф.		Рудаченко А.В.						





4.1.	Описание транспортной схемы доставки материально-технических ресурсов.....	43
4.2.	Обоснование потребности в основных строительных машинах, механизмах, транспортных средствах, временных зданиях и сооружениях и энергоресурсах .....	45
4.3.	Описание и обоснование принятого метода сноса (демонтажа)	47
4.4.	Основные работы при монтаже опор и ферм газопровода .....	50
4.5.	Опоры ферм, опоры газопровода .....	50
4.6.	Фермы .....	51
4.7.	Сварочно-монтажные работы.....	52
4.8.	Изоляционно-укладочные работы .....	54
4.9.	Технологические захлесты трубопровода.....	55
4.10.	Балластировка трубопровода при подземном способе прокладки .....	56
4.11.	Контроль качества сварных соединений и изоляции .....	56
4.12.	Очистка, испытание и внутритрубная диагностика трубопровода .....	58
5.	Социальная ответственность .....	61
5.1.	Анализ возможных опасных и вредных производственных факторов .....	61
5.2.	Мероприятия по снижению воздействия опасных и вредных производственных факторов и предотвращению риска аварий на опасном производственном объекте.....	62
5.3.	Охрана окружающей среды .....	65
5.3.1.	Воздействие на окружающую среду в период эксплуатации.....	65
5.3.2.	Воздействие на окружающую среду в период капитального ремонта .....	66
5.3.2.1.	Воздействие на земельные угодья .....	66
5.3.2.2.	Воздействие на приземный слой атмосферы.....	67
5.3.2.3.	Воздействие на водную среду .....	68

5.3.3. Последствия воздействия и мероприятия по снижению воздействия .....	69
5.4. Гражданская оборона .....	73
5.4.1. Определение зон действия основных поражающих факторов при авариях.....	76
6. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение .....	82
6.1. Составление сводного сметного расчета .....	82
6.2. Оценка экономической эффективности и срока окупаемости проекта .....	90
6.3. Анализ структуры затрат .....	92
Заключение .....	94
Список литературы .....	95

## ВВЕДЕНИЕ

Актуальность темы дипломной работы заключается в необходимости проведения капитального ремонта перехода магистрального газопровода «[REDACTED]» через р. [REDACTED]. Потребность в проведении данного вида работ вызвана тем, что в результате весеннего половодья 2011 года изменилось русло реки. Аномально длительные морозы в декабре 2011- феврале 2012 вызвали образование ледяных заторов, способствующих подъему воды в реке и ее разливу в пойме. Эти природные процессы вызвали угрозу подмыва и смещения опор надземного перехода магистрального газопровода.

Целью дипломной работы является разработка проекта по восстановлению технических и эксплуатационных характеристик перехода магистрального газопровода путем демонтажа существующего и укладки заменяемого участка трубопровода в существующем створе с увеличением высотного положения трубопровода, заменой вантовых и ферменных переходов через русло р. [REDACTED] и ее проток на балочный тип перехода.

Проектируемый переход входит в состав линейной части магистрального газопровода, предназначенного для транспортировки природного газа из северных районов п-ова Камчатка в г. Петропавловск-Камчатский. Общая протяженность магистрального газопровода составляет 392 км, диаметр 530 мм, рабочее давление 6,4 МПа, годовая производительность газопровода 750 млн. м<sup>3</sup>/год.

В соответствии с целью работы в дипломном проекте поставлены следующие задачи:

- представить характеристику объекта проектирования, дать описание трассы магистрального газопровода;

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	Введение			
Разраб.		Степкин Н.А.			Капитальный ремонт перехода через водную преграду магистрального газопровода путем замены вантового перехода на балочный	Лит.	Лист	Листов
Руковод.		Богданов А.Л.					11	97
Консульт.						ТПУ гр. 2Б2А		
Зав. Каф.		Рудаченко А.В.						

- провести сравнительный анализ возможных методов проведения ремонта, произвести выбор оптимального метода;
- выполнить технологический расчет магистрального газопровода;
- предоставить технические решения организации работ по строительству балочного перехода магистрального газопровода;
- произвести анализ опасных и вредных производственных факторов, возникающих при сооружении объекта, рассмотреть технические мероприятия, направленные на обеспечение безопасной жизнедеятельности и ликвидации возможных чрезвычайных ситуаций;
- произвести анализ возможных воздействий на окружающую среду, предложить мероприятия по снижению неблагоприятных воздействий;
- рассмотреть затраты возникающие при строительстве объекта, произвести расчет срока окупаемости проекта, дать оценку экономической эффективности выбранного варианта технического решения.

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

# 1. ХАРАКТЕРИСТИКА ОБЪЕКТА ПРОЕКТИРОВАНИЯ

## 1.1. Маршрут трассы магистрального газопровода

Трасса рассматриваемого участка (рис. 1.1) перехода магистрального газопровода «[REDACTED]» через долину р. [REDACTED] расположена на Западно-Камчатской низменности в зоне заболоченной тундры. Западно-Камчатская низменность по трассе пересечения с магистральным газопроводом характеризуется холмисто-увалистым рельефом ледниковых и водноледниковых равнин междуречий. На протяжении своего пути трасса магистрального газопровода подвержена поворотам, обеспечивающим обход препятствий. На 40,4 км она переходит с высокой террасы (28 м) в долину р. [REDACTED], пересекая болота (43 км). От 43 км проходит по долине р. [REDACTED] и пересекает ее на 45 км. Долина реки имеет множество проток, рукавов, сухих русел, стариц и мелких форм рельефа. Местность полностью залесенная.

Рис. 1.1. Общий вид вантового перехода МГ через р. [REDACTED]



					<i>Характеристика объекта проектирования</i>			
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата				
Разраб.		Степкин Н.А.			<i>Капитальный ремонт перехода через водную преграду магистрального газопровода путем замены вантового перехода на балочный</i>	Лит.	Лист	Листов
Руковод.		Богданов А.Л.					13	97
Консульт.						<i>ТПУ гр. 2Б2А</i>		
Зав. Каф.		Рудаченко А.В.						

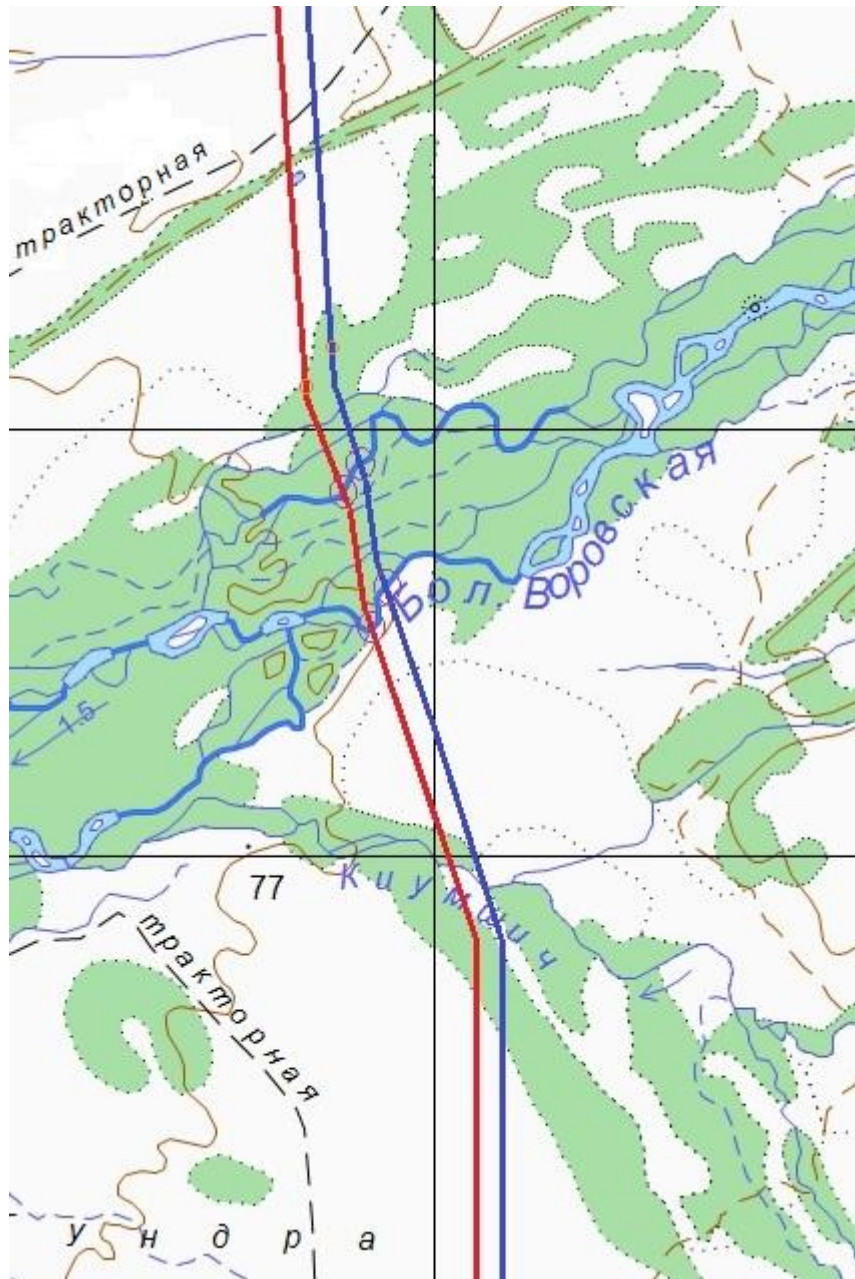


Рис. 1.2. Топографическая карта трассы магистрального газопровода

### 1.2. Метрологическая и климатическая характеристика

Область проведения работ в климатическом отношении характеризуется продолжительно малоснежной, холодной зимой и сравнительно теплым летом. С запада она омывается холодным Охотским морем, с востока ограничена Срединным хребтом. Годовая амплитуда температуры воздуха здесь не превышает 25-30 °С. В целом климат здесь морской умеренный.

					Характеристика объекта проектирования	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		14

Зима (ноябрь - середина апреля длится 160-170 сут.) умеренно холодная, сравнительно снежная. Средняя температура самого холодного месяца (февраль) не опускается ниже минус 18 °С, а абсолютный минимум - ниже минус 45 °С. Период с устойчивыми морозами продолжается в среднем с октября по конец марта. Среднегодовое количество осадков составляет 1024 мм. дней и отличается преобладанием холодной ветреной малооблачной погодой. Высота снежного покрова достигает 98 см на защищенных и 91 см на открытых участках. Значительный снежный покров предохраняет почву от чрезмерного промерзания. Максимальная глубина промерзания почвы составляет 59 см. В зимний период года преобладают ветры северо-восточного направления. Максимальная скорость ветра составляет 28 м/с, порывы - больше 40 м/с. Среднемесячная скорость ветра 30-3,8 м/с. При ветрах, направленных с моря, погода неустойчивая: обильные осадки, сопровождающиеся сильными ветрами, сменяются кратковременными снежными зарядами, которые в свою очередь могут переходить в продолжительные снегопады и метели. Число дней с туманом в зимний период не превышает 10, а число дней с метелью существенно больше - 45-60.

Весна в западном районе затяжная и прохладная, что объясняется сильным охлаждающим влиянием Охотского моря. Длится она с середины апреля до первой декады июля. Средняя месячная температура апреля составляет минус 3,2 °С, мая плюс 2,5 °С. Среднее месячное количество осадков 60-70 мм. Вследствие низкой температуры даже в июне возможен мокрый снег. Дождь, сменяющийся снегом, теплая малооблачная погода, сменяющаяся резким похолоданием и выносом низкой облачности. Преобладающее направление ветра весной - южное, средняя месячная скорость ветра - 3,8 м/с. Весной резко увеличивается повторяемость низкой облачности и туманов. Среднее число дней с туманами - 7-12 в месяц.

После долгой холодной весны наступает непродолжительное и прохладное лето (середина июля и первая декада сентября). Средняя

					<i>Характеристика объекта проектирования</i>	<i>Лист</i>
						15
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		

месячная температура самого теплого месяца августа составляет плюс 12 °С, абсолютный максимум плюс 30 °С. Безморозный период длится 3-4 месяца. В это время в районе преобладают северо-западные и южные ветры. Средняя скорость ветра не превышает 4-5 м/с, а максимальные скорости могут достигать 34 м/с.

Климатологические параметры района представлены в таблице 1.1.

Таблица 1.1. Климатологические параметры района

№	Наименование параметра	Значение параметра	Примечание
1	2	3	4
1	Средняя температура воздуха наиболее холодного месяца	- 14,1 0С	СНиП 23-01-99* [14]
2	Средняя максимальная температура наиболее жаркого месяца	+ 16,3 0С	-//-
3	Среднегодовая роза ветров, %:	17	
3.1	СВ	14	-//-
3.2	В	8	-//-
3.3	ЮВ	11	-//-
3.4	Ю	19	-//-
3.5	ЮЗ	9	-//-
3.6	З	8	-//-
3.7	СЗ	14	-//-
4	Штиль, %	18	-//-
5	Скорость ветра, повторяемость превышения которой составляет 5%, м/с	9	-//-

Летний максимум осадков, в среднем за месяц достигает 100-120 мм. Часто они носят ливневый характер и связаны с холодными фронтами. Весьма велика (наибольшая на Камчатке) повторяемость туманов - до 19-22 дней в месяц, в среднем 10-15.

Осень не очень продолжительная (сентябрь-октябрь), ветреная, пасмурная, дождливая, возможны грозы и град. Характерно быстрое



понижение температуры. Наибольшее месячное количество осадков за год выпадает в октябре - до 178 мм. Период вегетации заканчивается в начале октября, а в 20 числах появляется снежный покров. Средняя продолжительность безморозного периода - 76 дней.

Половодье на рассматриваемой территории начинается в конце апреля-мае и продолжается до августа. Пик весенне-летнего половодья обычно проходит в середине июня. За половодье проходит в среднем до 60 % годового стока воды. В период прохождения половодья наблюдаются карчеходы.

### 1.3. Характеристика трассы магистрального газопровода с балочным переходом

Общая протяженность трассы ремонтируемого участка магистрального газопровода «[REDACTED]» через долину р. [REDACTED] составляет 2024,26 м (основная нитка) и 2023,78 м (резервная нитка). Магистральный газопровод укладывается надземно на опоры, в местах пересечения с рекой и протоками на ферменные переходы.

Основные характеристики проектируемого газопровода:

- класс газопровода – I;
- категория участков трубопровода – I, II (СНиП 2.05.06-85\* [13]);
- наружный диаметр и толщина стенки трубы – 530×9,0 мм;
- рабочее давление – 6,4 МПа;
- температура газа – плюс 11 °С.

Газопровод строится с применением следующих основных изделий:

- трубы стальные электросварные прямошовные диаметром 530 мм для магистральных газонефтепроводов, толщина стенки 9 мм по ТУ 1381-012-05757848-2005 [27];
- отвод ГО 9° 530(9.0 K56) по ТУ 1468-002-94494149-2009 [28];
- отвод ГО 15° 530(9.0 K56) по ТУ 1468-002-94494149-2009 [28];

					<i>Характеристика объекта проектирования</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		17

- отвод ГО 16° 530(9.0 К56) по ТУ 1468-002-94494149-2009 [28];
- отвод ГО 18° 530(9.0 К56) по ТУ 1468-002-94494149-2009 [28];
- чугунный полугруз Д530 по ТУ 26-0401-725-86 [32];
- манжета термоусаживающаяся стыковая с праймером «ТЕРМОРАД-МСТ» 530x440x1,8 по ТУ 2245-010-05336443-2013 [29];
- скальный лист СЛП-530 «О» по ТУ 2246-001-96017324-2010 [30];
- Пеноплекс 35 С-2400.540.60 по ТУ 5767-006-56925804-2007 [33];
- сталь тонколистовая оцинкованная  $\delta=0,5$  мм ГОСТ 14918-80 [8].

Выбор труб для строительства газопровода выполнен на основании расчетов, выполненных в соответствии с требованиями СНиП 2.05.06-85\* «Магистральные трубопроводы» [13] с учетом нагрузок от сейсмического воздействия.

					<i>Характеристика объекта проектирования</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		18

## 2. МЕТОДЫ СТРОИТЕЛЬСТВА ПЕРЕХОДОВ МАГИСТРАЛЬНОГО ГАЗОПРОВОДА ЧЕРЕЗ РЕКИ

### 2.1. Выбор оптимального метода

Для выбора наиболее оптимального метода строительства перехода магистрального газопровода через реку ██████████ рассмотрим четыре возможных: метод наклонно-направленного бурения, метод подземной прокладки открытым способом, метод микротоннелирования и метод устройства надземного перехода.

#### 2.1.1. Метод горизонтального наклонно-направленного бурения

Метод горизонтального наклонно-направленного бурения является прогрессивным методом ремонта магистральных газопроводов, однако данный метод осуществляется в грунтах позволяющих удерживать пилотную скважину для протаскивания трубопровода с применением бентонита.

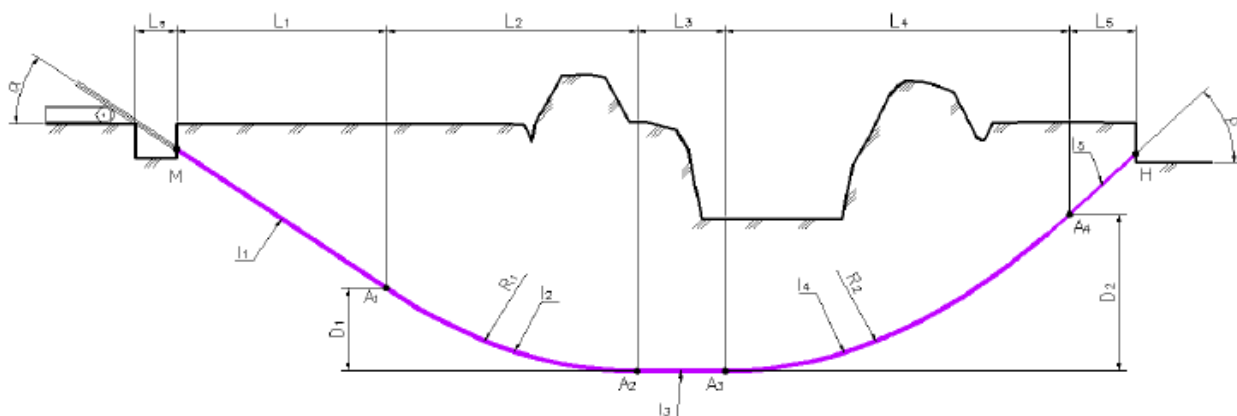


Рис. 2.1. Принципиальная схема пилотной скважины при наклонно-направленном бурении

Толща грунта в пойме р. ██████████ содержит в основе галечник с включениями слоев песка. Производство работ по горизонтальному наклонно-направленному бурению в таких грунтовых условиях приводят к

					<i>Методы строительства переходов магистрального газопровода через реки</i>			
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата				
Разраб.		Степкин Н.А.			Капитальный ремонт перехода через водную преграду магистрального газопровода путем замены вантового перехода на балочный	Лит.	Лист	Листов
Руководит.		Богданов А.Л.					19	97
Консульт.						ТПУ гр. 2Б2А		
Зав. Каф.		Рудаченко А.В.						

обрушению пилотной скважины, и делает невозможным производство работ по капитальному ремонту газопровода данным методом. Обрушение скважины приведет к выходу бентонита на поверхность, что повлечет за собой непрогнозируемый ущерб экологии.

Согласно ведомственных норм «Строительство подводных переходов газопроводов способом направленного бурения» введенных в действие приказом № 99 от 24.07.1998 г. РАО «Газпром», условиями, ограничивающими возможность применения способа направленного бурения, являются:

- неблагоприятные грунтовые условия: направленное бурение представляет значительную сложность в гравийных грунтах (гравия более 30 %), в грунтах типа пlyingунов, в грунтах с включением валунов и булыжника. В таких случаях усложняется контроль при бурении пилотной скважины, возможен обвал грунта при расширении пилотной скважины и заклинивание рабочего трубопровода при его протаскивании.

#### 2.1.2. Метод подземной прокладки открытым методом

По дну водоемов трубопроводы прокладывают в виде дюкеров, проводя работы в четыре этапа. На первом этапе выполняют все подготовительные работы. Затем закрепляют створ (ось) перехода и приступают к разработке береговых и подводных траншей. Второй этап состоит в подготовке подводного трубопровода на всю длину подводной части перехода, свариваемого из отдельных звеньев труб, изготовленных на заводах. Перед спуском в воду плетъ в собранном виде испытывают в соответствии со СНиПами двухкратным рабочим гидравлическим давлением, но не менее 1,2 МПа. Подготовленный таким образом трубопровод оснащают понтонами и, если нужно, грузами для придания ему отрицательной плавучести. Работы проводятся методом протаскивания (рис. 2.2).

При строительстве подземных (траншейных) переходов МГ наибольший ущерб водным биологическим ресурсам связан с проходкой и

					<i>Методы строительства переходов магистрального газопровода через реки</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		20

обратной засыпкой траншеи в русловой части водотоков. При этом происходит сплошное нарушение дна по линии перехода, изменение физико-механических свойств грунтов, временные изменения естественного гидрологического режима и русловых процессов, увеличение мутности воды и заиление донных биоценозов. Ниже по течению интенсивность воздействия в зоне распространения мутности зависит от дальности распространения шлейфа дополнительной техногенной мутности, концентрации взвешенных частиц, продолжительности воздействия и чувствительности биологических организмов к этому фактору воздействия – пропорционально расстоянию от створа русловых работ.

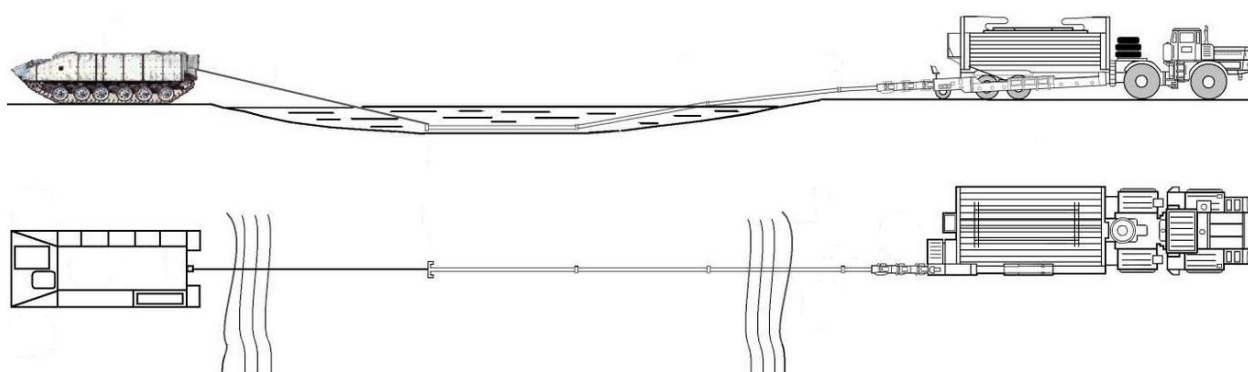


Рис. 2.2. Схема прокладки через водную преграду методом протаскивания его по дну

### 2.1.3. Метод микротоннелирования

Метод микротоннелирования (рис. 2.3, рис. 2.4) наиболее экосберегающий способ прохождения водных преград, который не наносит ущерб окружающей среде. Сооружение перехода методом микротоннелирования не нарушает мелиоративную систему и существенно сокращает объем производимых земляных работ по сравнению методом подземной прокладки. Проходка может осуществляться при различных видах пород, например, глинистых породах и скальных грунтах. Проход в грунте осуществляется при помощи проходческой машины, или, другими словами, щита (проходческий щит), который двигает домкратная станция, устанавливаемая на глубине, необходимой для прокладки трубопровода.

					<i>Методы строительства переходов магистрального газопровода через реки</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		21

Глубина залегания тоннеля в прибрежной зоне – до 20 м. Минусом данного метода является дороговизна и увеличение сроков строительства в 2 раза, по сравнению с методом надземной прокладки.



Рис. 2.3. Процесс микротоннелирования



Рис. 2.4. Насадка для машин микротоннелирования

					<i>Методы строительства переходов магистрального газопровода через реки</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		22



#### 2.1.4. Метод устройства надземного перехода

Наиболее экономичными, простыми и удобными в эксплуатации являются балочные конструкции переходов, получившие широкое распространение при строительстве магистральных трубопроводов. Балочные переходы имеют ту отличительную особенность, что трубопровод выполняет роль самонесущей балки, опирающейся концами через определенные интервалы (пролеты) на опоры. Балочные переходы трубопроводов - сооружаются на опорах при пересечении водных и других преград, при прокладке трубопроводов на заболоченных, обводненных, многолетнемерзлых грунтах. Сооружение подземных балочных переходов трубопроводов осуществляется по двум конструктивным схемам - без компенсации и с компенсацией продольных деформаций.

#### 2.1.5. Сравнительные характеристики методов строительства магистрального газопровода через реки

Таблица 2. 1. Сравнительные характеристики методов

Метод	Стоимость строительства, млрд. руб.	Влияние на окружающую среду	Достоинства/недостатки
Горизонтально-наклонное бурение	не рассматривается	не оказывает	невозможен к применению из-за грунтовых условий
Подземная прокладка открытым методом	0,4	оказывает значительное негативное влияние	наиболее распространенный метод; наименьшая стоимость строительства.
Микротоннелирование	2,6	не оказывает	наиболее экосберегающий; наибольшая стоимость строительства; увеличивает сроки строительства в 2 раза;
Надземный переход	1,3	не оказывает	экономичный, простой и удобный в эксплуатации;

На основании приведенной сравнительной характеристики рассмотренных методов строительства перехода магистрального газопровода

через реку [REDACTED] сделан выбор в пользу метода устройства надземного перехода.

## 2.2. Описание принципиальных технологических решений

При выполнении работ предусматривается демонтаж существующего и укладка заменяемого участка трубопровода в существующем створе с увеличением высотного положения трубопровода, замена вантовых и балочных переходов через русло р. [REDACTED] и ее проток на ферменный тип перехода.

Ремонт основной и резервной ниток выполняется последовательно без прекращения транспорта газа.

Материал трубопровода, толщина стенки трубы и изоляционного покрытия соответствуют воспринимаемым нагрузкам и отвечают действующим нормативным документам и требованиям. Соответствие подобранных труб воспринимаемым эксплуатационным нагрузкам и нагрузкам в процессе строительства подтверждено расчетом, выполненным в соответствии со СНиП 2.05.06-85\* [13].

Готовность трубопровода к восприятию эксплуатационных нагрузок проверяется испытаниями, которые производятся в соответствии с требованиями СНиП III-42-80\* [16], СП 111-34-96 (Том 3) [17]. Величина испытательного давления превышает рабочее давление в трубопроводе при эксплуатации и гарантирует безаварийную работу в процессе транспорта перекачиваемого продукта.

Для предотвращения провиса трубопровода на русловых частях применяются ферменные конструкции пролетом 66 м в количестве 2 шт. по основной нитке трубопровода и 2 шт. по резервной нитке трубопровода, 55 м в количестве 1 шт. по основной и 1 шт. по резервной нитке, трубопровода и 77 м в количестве 1 шт. по резервной нитке трубопровода.

					<i>Методы строительства переходов магистрального газопровода через реки</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		24



Часть существующих подвижных опор трубопровода после его демонтажа наращивается на высотные отметки, обеспечивающие проход карчехода и льда.

Для обеспечения более устойчивого положения трубопровода принято проектное решение об установке дополнительных опор.

Для предотвращения всплытия трубопровода предусмотрена балластировка трубопровода чугунными полугрузами Д530 по ТУ 26-0401-725-86 [32] на участках подземной прокладки МГ.

По окончании строительства необходимо провести техническую и биологическую рекультивацию строительной площадки.

					<i>Методы строительства переходов магистрального газопровода через реки</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		25

### 3. ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЙ РАСЧЕТ МАГИСТРАЛЬНОГО ГАЗОПРОВОДА

В соответствии со СНиП 2.05.06-85\* [13] проектом выполнены следующие расчеты:

- расчет толщины стенки газопровода;
- расчет трубопровода на прочность;
- расчет трубопровода на недопустимые пластические деформации;
- расчет на устойчивость положения против всплытия (балластировка трубопровода);
- определение расчетного температурного перепада.

#### 3.1. Расчет прочности трубопровода

Применяемые коэффициенты и значения

$k_H = 1,1$  – коэффициент надежности трубопровода, принимаемый по табл. 11 СНиП 2.05.06-85\* [13];

$m = 0,75$  – коэффициент условий работы трубопровода, принимаемый по табл. 1 СНиП 2.05.06-85\* [13];

$k_1 = 1,34$  – коэффициент надежности по материалу, принимаемый по табл. 9 СНиП 2.05.06-85\* [13];

$k_2 = 1,15$  – коэффициент надежности по материалу, принимаемый по табл. 10 СНиП 2.05.06-85\* [13];

$R^H_1 = 550$  – нормативные сопротивления растяжению (сжатию) металла труб и сварных соединений, МПа;

$R^H_2 = 380$  – нормативные сопротивления растяжению (сжатию) металла труб и сварных соединений, МПа;

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	<i>Технологический расчет магистрального газопровода</i>			
Разраб.		Степкин Н.А.			<i>Капитальный ремонт перехода через водную преграду магистрального газопровода путем замены вантового перехода на балочный</i>	Лит.	Лист	Листов
Руководит.		Богданов А.Л.					26	97
Консульт.						<i>ТПУ гр. 2Б2А</i>		
Зав. Каф.		Рудаченко А.В.						

$E_0 = 206000$  – модуль упругости, МПа;

$\alpha = 0,000012$  – коэффициент линейного расширения, град<sup>-1</sup>;

$n = 1,1$  – коэффициент надежности по нагрузке – внутреннему рабочему давлению в трубопроводе, принимаемый по табл. 13 СНиП 2.05.06-85\* [13];

$\delta_H = 0,7$  – номинальная толщина стенки трубы, см;

$F = 114,96$  – площадь поперечного сечения трубы, см<sup>2</sup>;

$D_H = 53$  – наружный диаметр трубы, см;

$D_{вн} = 51,6$  – внутренний диаметр трубы, см;

$p = 6,4$  – рабочее (нормативное) давление, МПа;

$\rho = 60000$  – минимальный радиус упругого изгиба оси трубопровода, см;

$\mu_0 = 0,3$  – коэффициент поперечной деформации в упругой области;

$\Delta t = 40$  – расчетный температурный перепад, °С ;

$H = 7,02$  – расстояние от нижней образующей трубопровода до дневной поверхности грунта, м;

$q_{p1} = 0,001146$  – расчетный погонный вес трубопровода, МН/м;

$q_{add} = 0,016$  – расчетный вес транспортируемого продукта и других дополнительных нагрузок, МН/м;

$\gamma_{s,g} = 0,027$  – средний удельный вес частиц грунта, МН/м<sup>3</sup>;

$\gamma_w = 0,0098$  – объемный вес воды с учетом растворенных веществ, МН/м<sup>3</sup>;

$\gamma_f = 0,0177$  – объемный вес грунта насыпи, МН/м<sup>3</sup>;

$\varepsilon_g = 0,52$  – коэффициент пористости грунта;

$h = 6,49$  – высота слоя грунта от верхней образующей трубопровода до дневной поверхности грунта, м;

$h_1 = 1,49$  – толщина слоя воды выше дневной поверхности грунта, м;

$h_f = 0,5$  – высота насыпи, м;

$C = 0,0007$  – удельное сцепление грунта траншеи, МПа;

$C_f = 0,0007$  – удельное сцепление грунта насыпи, МПа;

					<i>Технологический расчет магистрального газопровода</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		27

$l_a = 1,6$  – расстояние между анкерными устройствами или грузами, м;

$N = 0,0044$  – усилие в анкерном устройстве или величина пригрузки, определяемой с учетом выталкивающей силы воды, МН;

$\varphi = 36$  – угол внутреннего трения грунта (расчетное значение), градусов;

$a = 7$  – ширина насыпи по верху, м;

$a_f = 38,7$  – угол между основанием и откосом насыпи, градусов;

### 3.1.1. Расчетные характеристики материалов

Расчетные сопротивления растяжению (сжатию)  $R_1$  и  $R_2$  следует определять по формулам:

$$R_1 = \frac{R^H_1 \cdot m}{k_1 \cdot k_H}, \quad (3.1.1)$$

$$R_2 = \frac{R^H_2 \cdot m}{k_2 \cdot k_H}, \quad (3.1.2)$$

$R_1 = 279,85$  МПа;

$R_2 = 225,3$  МПа;

где  $m = 0,75$  – коэффициент условий работы трубопровода (принимаемый по табл. 1 СНиП 2.05.06-85\* [13]);

$k_1 = 1,34$  – коэффициент надежности по материалу, принимаемый по табл. 9 СНиП 2.05.06-85\* [13];

$k_2 = 1,15$  – коэффициент надежности по материалу, принимаемый по табл.10 СНиП 2.05.06-85\* [13];

$R^H_1 = 550$  – нормативные сопротивления растяжению (сжатию) металла труб и сварных соединений, МПа;

$R^H_2 = 380$  – нормативные сопротивления растяжению (сжатию) металла труб и сварных соединений, МПа;

### 3.1.2. Определение толщины стенки трубы

Расчетную толщину стенки трубопровода  $\delta$ , см, следует определять по формуле:

					<i>Технологический расчет магистрального газопровода</i>	<i>Лист</i>
						28
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		

$$\delta = \frac{npD_H}{2(R_1 + np)}, \quad (3.1.3)$$

$\delta = 0,6503$  см  $\approx 0,7$  см – номинальная толщина стенки трубопровода, см

При наличии продольных осевых сжимающих напряжений толщину стенки следует определять из условия:

$$\delta = \frac{npD_H}{2(R_1\psi_1 + np)}, \quad (3.1.4)$$

$$\delta = 0,8512 \text{ см} \approx 0,9 \text{ см.}$$

где  $p$  – рабочее (нормативное) давление, МПа

$D_H$  – наружный диаметр трубы, см

$R_1$  – расчетное сопротивление растяжению (сжатию);

$\psi_1$  – коэффициент, учитывающий двухосное напряженное состояние труб, определяемый по формуле (3.1.5)

$n = 1,1$  – коэффициент надежности по нагрузке – внутреннему рабочему давлению в трубопроводе, принимаемый по табл. 13\* СНиП 2.05.06-85\* [13].

$$\psi_1 = \sqrt{1 - 0,75 \left( \frac{|\sigma_{np.N}|}{R_1} \right)^2} - 0,5 \frac{|\sigma_{np.N}|}{R_1}, \quad (3.1.5)$$

$$\psi_1 = 0,758$$

$\sigma_{np.N}$  – продольное осевое сжимающее напряжение, МПа, определяемое от расчетных нагрузок и воздействий с учетом упругопластической работы металла труб в зависимости от принятых конструктивных решений.

### 3.1.3. Проверка прочности и устойчивости

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

$$|\sigma_{np.N}| \leq \psi_2 R_1, \quad (3.1.6)$$

$$\sigma_{np.N} \leq 37,06 \text{ МПа}$$

где  $\sigma_{np.N}$  – продольное осевое напряжение от расчетных нагрузок и воздействий, МПа, определяется по формуле (3.1.9);

					Технологический расчет магистрального газопровода	Лист
						29
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

$\psi_2$  – коэффициент, учитывающий двухосное напряженное состояние металла труб, при растягивающих осевых продольных напряжениях ( $\sigma_{np.N} \geq 0$ ) принимаемый равным единице, при сжимающих ( $\sigma_{np.N} \leq 0$ ) определяемый по формуле (3.1.7).

$$\psi_2 = \sqrt{1 - 0,75 \left( \frac{|\sigma_{кц}|}{R_1} \right)^2} - 0,5 \frac{|\sigma_{кц}|}{R_1}, \quad (3.1.7)$$

$$\psi_2 = 0,1324$$

где  $R_1$  – обозначение то же, что в формуле (3.1.4);

$\sigma_{кц}$  – кольцевые напряжения от расчетного внутреннего давления, МПа, определяемые по формуле (3.1.8):

$$\sigma_{кц} = \frac{npD_{BH}}{2\delta_H}, \quad (3.1.8)$$

$$\sigma_{кц} = 259,47 \text{ МПа}$$

где  $n$  – обозначение то же, что в формуле (3.1.3);

$p$  – обозначение то же, что в формуле (3.1.3);

$D_{BH}$  – внутренний диаметр трубы, см;

$\delta_H$  – номинальная толщина стенки трубопровода, см.

Продольные осевые напряжения  $\sigma_{np.N}$  МПа, определяются от расчетных нагрузок и воздействий с учетом упругопластической работы металла.

В частности, для прямолинейных и упруго-изогнутых участков подземных и надземных (в насыпи) трубопроводов при отсутствии продольных и поперечных перемещений, просадок и пучения грунта продольные осевые напряжения определяются по формуле (3.1.9):

$$\sigma_{np.N} = -\alpha E \Delta t + \mu \frac{npD_{BH}}{2\delta_H}, \quad (3.1.9)$$

$$\sigma_{np.N} = 105,03 \text{ МПа}$$

					Технологический расчет магистрального газопровода	Лист
						30
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Для предотвращения недопустимых пластических деформаций подземных трубопроводов проверку необходимо производить по условиям (3.1.10) и (3.1.11):

$$|\sigma_{np}^H| \leq \psi_3 \frac{m}{0,9k_H} R^H_2, \quad (3.1.10)$$

$$|\sigma_{np}^H| \leq 84,894$$

$$\sigma_{кц}^H \leq \frac{m}{0,9k_H} R^H_2, \quad (3.1.11)$$

$$\sigma_{кц}^H \leq 287,88 \text{ МПа}$$

где  $\sigma_{np}^H$  – максимальные (фибровые) суммарные продольные напряжения в трубопроводе от нормативных нагрузок и воздействий, определяемые согласно формуле (3.1.14), МПа;

$\psi_3$  – коэффициент, учитывающий двухосное напряженное состояние металла труб, при растягивающих осевых продольных напряжениях ( $\sigma_{np}^H \geq 0$ ) принимаемый равным единице, при сжимающих ( $\sigma_{np}^H \leq 0$ ) определяемый по формуле (3.1.12).

$$\psi_3 = \sqrt{1 - 0,75 \left( \frac{|\sigma_{кц}^H|}{\frac{m}{0,9k_H} R^H_2} \right)^2} - 0,5 \frac{\sigma_{кц}^H}{\frac{m}{0,9k_H} R^H_2}, \quad (3.1.12)$$

$$\psi_3 = 0,2949$$

$m, k_H$  – обозначения те же, что в формуле (3.1.1);

$\sigma_{кц}^H$  – кольцевые напряжения от нормативного (рабочего) давления, МПа, определяемые по формуле (3.1.13):

$$\sigma_{кц}^H = \frac{pD_{вн}}{2\delta_H}, \quad (3.1.13)$$

$$\sigma_{кц}^H = 235,89 \text{ МПа}$$

$p$  – обозначение то же, что в формуле (3.1.3);

$D_{вн}$  – обозначение то же, что в формуле (3.1.8);

					Технологический расчет магистрального газопровода	Лист
						31
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

$\delta_H$  – обозначение то же, что в формуле (3.1.8).

Максимальные суммарные продольные напряжения  $\sigma_{np}^H$ , МПа, определяются от всех (с учетом их сочетания) нормативных нагрузок и воздействий с учетом поперечных и продольных перемещений трубопровода в соответствии с правилами строительной механики. При определении жесткости и напряженного состояния отвода следует учитывать условия его сопряжения с трубой и влияние внутреннего давления.

В частности, для прямолинейных и упруго-изогнутых участков трубопроводов при отсутствии продольных и поперечных перемещений трубопровода, просадок и пучений грунта максимальные суммарные продольные напряжения от нормативных нагрузок и воздействий – внутреннего давления, температурного перепада и упругого изгиба  $\sigma_{np}^H$ , МПа, определяются по формуле (3.1.14):

$$\sigma_{np}^H = \mu\sigma_{кц}^H - \alpha Et \pm \frac{ED_H}{2\rho} \quad (3.1.14)$$

$$\sigma_{np}^H = 188,9 \text{ МПа}$$

где  $m, \alpha, E, \Delta t$  – обозначения те же, что в формуле (3.1.9);

$\sigma_{кц}^H$  – обозначения те же, что в формуле (3.1.16);

$D_H$  – обозначения те же, что в формуле (3.1.8);

$\rho$  – минимальный радиус упругого изгиба оси трубопровода, см.

Проверку общей устойчивости трубопровода в продольном направлении в плоскости наименьшей жесткости системы следует производить из условия (3.1.15):

$$S \leq mN_{кр} \quad (3.1.15)$$

$$0,28 \text{ МН} \leq 7,78 \text{ МН};$$

где  $S$  – эквивалентное продольное осевое усилие в сечении трубопровода, Н, определяемое согласно формуле (3.1.16);

$m$  – обозначения те же, что в формуле (3.1.1);

					<i>Технологический расчет магистрального газопровода</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		32



$N_{кр}$  – продольное, критическое усилие, Н, при котором наступает потеря продольной устойчивости трубопровода.  $N_{кр}$  следует определять согласно правилам строительной механики с учетом принятого конструктивного решения и начального искривления трубопровода в зависимости от глубины его заложения, физико-механических характеристик грунта, наличия балласта, закрепляющих устройств с учетом их податливости. На обводненных участках следует учитывать гидростатическое воздействие воды.

Эквивалентное продольное осевое усилие в сечении трубопровода  $S$  следует определять от расчетных нагрузок и воздействий с учетом продольных и поперечных перемещений трубопровода в соответствии с правилами строительной механики.

В частности, для прямолинейных участков трубопроводов и участков, выполненных упругим изгибом, при отсутствии компенсации продольных перемещений, просадок и пучения грунта эквивалентное продольное осевое усилие в сечении трубопровода  $S, Н$ , определяется по формуле (3.1.21):

$$S = 100[(0,5 - \mu)\sigma_{кц} + \alpha E \Delta t] F \quad (3.1.16)$$

$$S = 283972,7 \text{ Н} \approx 0,28 \text{ Н};$$

где  $\mu, \alpha, E, \Delta t$  – обозначения те же, что в формуле (3.1.9);

$\sigma_{кц}$  – обозначения те же, что в формуле (3.1.8);

$F$  – площадь поперечного сечения трубы,  $\text{см}^2$ .

Если поворот оси трубопровода выполняется в горизонтальной плоскости, то критическое продольное усилие  $N_{кр}, \text{ МН}$ , вычисляют по формуле (3.1.17):

$$N_{кр} = N_{кр}^h = 14,1 D_H \sqrt{k L_0 \beta_h \rho \tau}, \quad (3.1.17)$$

$$N_{кр} = 15,771 \text{ МН},$$

где  $N_{кр}^h$  – критическое продольное усилие при повороте оси трубопровода в горизонтальной плоскости,  $\text{МН}$ ;

$D_H$  – диаметр трубопровода наружный,  $\text{м}$ ;

					Технологический расчет магистрального газопровода	Лист
						33
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

$k$  – коэффициент, зависящий от глубины заложения трубопровода (до нижней образующей) и определяемый в соответствии с формулой (3.1.24);

$L_0$  – единичная длина оси трубопровода, равная 1 м;

$\beta_h$  – приведенное суммарное давление на грунт криволинейного участка трубопровода, учитывающие балластировку, закрепление анкерами, а также упругий отпор грунта в горизонтальной плоскости, МПа;

$\rho$  – радиус кривизны оси трубопровода в горизонтальной плоскости при прокладке без компенсации продольных деформаций, м;

$\tau$  – наименьшие за период эксплуатации нормативные касательные напряжения в грунте вдоль оси трубопровода, МПа, определяемые в соответствии с формулой (3.1.19).

Если поворот оси трубопровода выполняется в вертикальной плоскости, то критическое продольное усилие  $N_{кр}^v$ , МН, вычисляют по формуле (3.1.18):

$$N_{кр} = N_{кр}^v = 14,1 D_H \sqrt{L_0 \beta_v \rho \tau}, \quad (3.1.18)$$

$$N_{кр} = 10,379 \text{ МН},$$

где  $N_{кр}^v$  – критическое продольное усилие при повороте оси трубопровода в вертикальной плоскости, МН;

$D$  – диаметр трубопровода наружный, м;

$L_0$  – единичная длина оси трубопровода, равная 1 м;

$\beta_v$  – суммарное давление на грунт криволинейного участка трубопровода в вертикальной плоскости, учитывающее балластировку и закрепление анкерами, МПа;

$\rho_0$  – расчетный радиус кривизны оси трубопровода в вертикальной плоскости на выпуклых участках при прокладке без компенсации продольных деформаций, м;

$\tau$  – наименьшие за период эксплуатации нормативные касательные напряжения в грунте вдоль оси трубопровода, МПа, определяемые в соответствии с формулой (3.1.19).

					<i>Технологический расчет магистрального газопровода</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		34

Наименьшее за период эксплуатации нормативное касательное напряжение в грунте вдоль оси трубопровода  $\tau$  вычисляют по формуле:

$$\tau = \bar{\sigma} \operatorname{tg} \varphi + C, \quad (3.1.19)$$

$$\tau = 0,0496 \text{ МПа}$$

$$\bar{\sigma} = \frac{1}{\pi D_H} \left\{ \begin{aligned} & 2[\gamma^* D_H h + 0,11 \gamma^* D_H^2 + \gamma_f^* D_H h_1 + \gamma_f D_H (h_f - h_1) - 0,5 \gamma_w D_H^2] + \\ & + [\gamma_f D_H (D_H + 2h) + 2\gamma_f^* D_H h_1 + \gamma_f D_H (h_f - h_1)] \operatorname{tg}^2(45^\circ - \frac{\varphi}{2}) + \\ & + q_{p1} + q_{add} + \frac{N}{l_a} - 4CD_H \operatorname{tg}(45^\circ - \frac{\varphi}{2}) \end{aligned} \right\}, \quad (3.1.20)$$

$$\bar{\sigma} = 0,0674 \text{ МПа},$$

где  $\bar{\sigma}$  – среднее значение нормального сжимающего напряжения по поверхности сдвига, МПа;

$\gamma^*$  – объемный вес грунта во взвешенном состоянии,  $\text{МН/м}^3$ , определяемый по формуле (3.1.21);

$D$  – диаметр трубопровода наружный, м;

$h$  – высота слоя грунта от верхней образующей трубопровода до дневной поверхности грунта, м;

$\gamma_f^*$  – объемный вес грунта насыпи во взвешенном состоянии,  $\text{МН/м}^3$ , определяемый по формуле (3.1.21);

$h_1$  – толщина слоя воды выше дневной поверхности грунта, м;

$\gamma_f$  – объемный вес грунта насыпи,  $\text{МН/м}^3$ ;

$h_f$  – высота насыпи, м;

$\gamma_w$  – объемный вес воды с учетом растворенных и взвешенных в ней веществ,  $\text{МН/м}^3$ ;

$\varphi$  – угол внутреннего трения грунта (расчетное значение), градусов;

$q_{p1}$  – расчетный погонный вес трубопровода,  $\text{МН/м}$ ;

					Технологический расчет магистрального газопровода	Лист
						35
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

$q_{add}$  – расчетный вес транспортируемого продукта и других дополнительных нагрузок, МН/м;

$N$  – усилие в анкерном устройстве или величина пригрузки, определяемой с учетом выталкивающей силы воды, МН;

$l_a$  – расстояние между анкерными устройствами или грузами, м;

$C$  – удельное сцепление грунта траншеи, МПа;

$$\gamma^* = \frac{\gamma_{s.g.} - \gamma_w}{1 + \varepsilon_g}, \quad (3.1.21)$$

$$\gamma^* = \gamma_f^* = 0,0104 \text{ МН/м}^3,$$

где  $\gamma_{s.g.}$  – средний удельный вес частиц грунта, МН/м<sup>3</sup>;

$\gamma_f^*$  – объемный вес грунта насыпи во взвешенном состоянии, МН/м<sup>3</sup>;

$\gamma_w$  – объемный вес воды с учетом растворенных веществ, МН/м<sup>3</sup>;

$\varepsilon_g$  – коэффициент пористости грунта.

$$\beta_h = \frac{1}{2} \gamma^* (D_H + 2h) \text{tg}^2(45^\circ + \frac{\varphi}{2}) + 2C \text{tg}(45^\circ + \frac{\varphi}{2}) + \frac{c_f}{2D_H} (a - D_H + \frac{2h_f}{\text{tg}\alpha_f}) +$$

$$0,6 \left[ \frac{\gamma_f}{2D_H} (h_f - h_1) (a - D_H + \frac{h_f - h_1}{\text{ctg}\alpha_f}) \right] + 0,6\beta_v + \frac{N_1}{L_c D_H}, \quad (3.1.22)$$

$$\beta_h = 0,24$$

$$\beta_v = \gamma^* h + 0,11 \gamma^* D_H + \gamma_f^* h_1 + \gamma_f (h_f - h_1) -$$

$$\frac{1}{D_H} (0,79 D_H^2 \gamma_w - q_{pt} - q_{add}) + \frac{N}{l_a D_H}, \quad (3.1.23)$$

$$\beta_v = 0,0648$$

где  $\gamma^*$  – объемный вес грунта во взвешенном состоянии, МН/м<sup>3</sup>, определяемый по формуле (3.1.21);

$D_H$  – диаметр трубопровода наружный, м;

$h$  – высота слоя грунта от верхней образующей трубопровода до дневной поверхности грунта, м;

					Технологический расчет магистрального газопровода	Лист
						36
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

$h_f$  – высота насыпи, м;

$h_1$  – толщина слоя воды выше дневной поверхности грунта, м;

$\gamma_f$  – объемный вес грунта насыпи, МН/м<sup>3</sup>;

$\varphi$  – угол внутреннего трения грунта (расчетное значение), градусов;

$c$  – удельное сцепление грунта траншеи, МПа;

$C_f$  – удельное сцепление грунта насыпи, МПа;

$a$  – ширина насыпи по верху, м;

$a_f$  – угол между основанием и откосом насыпи, градусов;

$N_1$  – суммарное горизонтальное усилие от анкерных устройств или пригрузов, препятствующих горизонтальному перемещению трубопровода, МН;

$L_c$  – длина криволинейного (в плане) участка трубопровода, м.

Коэффициент  $k$ , входящий в формулу (3.1.17), зависит от параметра  $H^*$ , м<sup>-1</sup>, вычисляемого по формуле (3.1.24):

$$k = 1 - 1,851(H^*) + 1,153(H^*)^2, \quad (3.1.24)$$

$$k = 0,63$$

$$H^* = 0,01 \frac{H}{D_H^2}, \quad (3.1.25)$$

$$H^* = 0,23 \text{ м}^{-1}$$

где  $H$  – расстояние от нижней образующей трубопровода до дневной поверхности грунта, м;

$D_H$  – диаметр трубопровода наружный, м.

### 3.2. Расчет на устойчивость положения (против всплытия)

#### Применяемые коэффициенты и значения

$\delta = 0,9$  – толщина стенки трубы, см;

$D_H = 53$  – наружный диаметр трубы, см;

					Технологический расчет магистрального газопровода	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		37

$D_{HH} = 0,594$  – наружный диаметр трубы с учетом изоляционного покрытия и футеровки, м;

$k_{H.B.} = 1,1$  – коэффициент надежности устойчивости положения трубопровода против всплытия, принимаемый по п. 8.30. СНиП 2.05.06-85\* [13];

$n_{\sigma} = 1$  – коэффициент надежности по нагрузке – внутреннему рабочему давлению в трубопроводе, принимаемый по п. 8.30. СНиП 2.05.06-85\* [13];

$E_0 = 206000$  – модуль упругости, МПа;

$\rho = 60000$  – минимальный радиус упругого изгиба оси трубопровода, см

$\beta = 0,05$  – угол поворота оси трубопровода, рад;

$I = 49972$  – момент инерции сечения трубопровода на рассматриваемом участке, см<sup>4</sup>;

$\gamma_s = 1000$  – плотность воды, кг/м<sup>3</sup>;

$\gamma_{\sigma} = 7800$  – нормативная объемная масса материала пригрузки, кг/м<sup>3</sup>;

$g = 9,81$  – ускорение свободного падения, м/с<sup>2</sup>;

$q_{mp} = 1145,8$  – расчетная нагрузка от массы трубы, Н/м;

$Q^H = 4414,5$  – нормативный вес одного утяжелителя, Н/м.

Расчет на устойчивость газопровода против всплытия производится в соответствии со СНиП 2.05.06-85\* [13].

Устойчивость положения (против всплытия) трубопроводов, прокладываемых на обводненных участках трассы, следует проверять для отдельных (в зависимости от условий строительства) участков по условию (3.2.1):

$$Q_{акт} \leq \frac{1}{k_{H.B.}} Q_{пас}, \quad (3.2.1)$$

$3336 \text{ Н} \leq 2470 \text{ Н}$  – условие не выполняется, необходима балластировка.

где  $Q_{акт}$  – суммарная расчетная нагрузка на трубопровод, действующая вверх, включая упругий отпор при прокладке свободным изгибом, Н;

					Технологический расчет магистрального газопровода	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		38

$Q_{nac}$  – суммарная расчетная нагрузка, действующая вниз (включая массу – собственный вес), Н;

$k_{H.B.}$  – коэффициент надежности устойчивости положения трубопровода против всплытия.

В частном случае при укладке трубопровода свободным изгибом при равномерной балластировке по длине величина нормативной интенсивности балластировки – вес на воздухе  $q^H_{бал}$ , Н/м, определяется из условия (3.2.2):

$$q^H_{бал} = \frac{1}{n_{\sigma}} (k_{H.B.} q_B + q_{usz} - q_{mp} - q_{дон}) \frac{\gamma_{\delta}}{\gamma_{\delta} - \gamma_{\epsilon} k_{H.B.}}, \quad (3.2.2)$$

$$q^H_{бал} = 2865,93 \text{ Н/м}$$

где  $n_{\sigma}$  – коэффициент надежности по нагрузке;

$k_{H.B.}$  – обозначение то же, что в формуле (3.2.1);

$q_B$  – расчетная выталкивающая сила воды, действующая на трубопровод, Н/м;

$q_{usz}$  – расчетная интенсивность нагрузки от упругого отпора при свободном изгибе трубопровода, Н/м, определяемая по формуле (3.2.3):

$$q_{usz} = \frac{32E_0 I}{9\beta^2 \rho^3} 10^4, \quad (3.2.3)$$

$$q_{usz} = 618,713 \text{ Н/м}$$

$q_{mp}$  – расчетная нагрузка от массы трубы, Н/м;

$q_{дон}$  – расчетная нагрузка от веса продукта, Н/м, которая учитывается при расчете трубопроводов, если в процессе их эксплуатации невозможно их опорожнение и замещение продукта воздухом.

$\gamma_{\delta}$  – нормативная объемная масса материала пригрузки, кг/м<sup>3</sup>;

$\gamma_{\epsilon}$  – плотность воды, кг/м<sup>3</sup>;

$E_0$  – модуль упругости (Юнга), МПа

$I$  – момент инерции сечения трубопровода на рассматриваемом участке, см<sup>4</sup>;

$\beta$  – угол поворота оси трубопровода, рад;

					<i>Технологический расчет магистрального газопровода</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		39

$\rho$  – минимальный радиус упругого изгиба оси трубопровода, см.

Выталкивающая сила воды  $q_B$ , Н/м, приходящаяся на единицу длины полностью погруженного в воду трубопровода при отсутствии течения воды, определяется по формуле(3.2.4):

$$q_B = \frac{\pi}{4} D_{н.и.}^2 \gamma_B g , \quad (3.2.4)$$

$$q_B = 2717,14 \text{ Н/м}$$

где  $D_{н.и.}$  – наружный диаметр трубы с учетом изоляционного покрытия футеровки, м;

$\gamma_B$  – плотность воды с учетом растворенных в ней солей, кг/м<sup>3</sup>;

$g$  – ускорение свободного падения.

При балластировке трубопровода отдельными утяжелителями шаг утяжелителей  $L$  при их равномерной расстановке (расстояние между осями утяжелителей) следует определять по формуле (3.2.5):

$$L = \frac{Q^H}{q^H_{\sigma}} , \quad (3.2.5)$$

$$L = 1,54 \text{ м} \approx 1,6 \text{ м}$$

где  $Q^H$  – нормативный вес одного утяжелителя;

$q^H_{\sigma}$  – нормативная интенсивность балластировки, определённая ранее по формуле (3.2.2).

При проектировании был выполнен также расчет продольного осевого напряжения, возникающего в сечении трубопровода от расчетных нагрузок и воздействий, в соответствии с требованиями СНиП 2.05.06-85\* [13]. Для расчетов применен ряд коэффициентов, а именно:

$m$  - коэффициент условий работы трубопровода  $m=0,75$ ;

$k_1 = 1,34$  - коэффициент надежности по материалу принимаем по табл. 9 СНиП 2.05.06-85\* [13];

$k_n = 1,1$  - коэффициент надежности по назначению трубопровода, принимаемый по табл. 11 СНиП 2.05.06-85\* [13];

					Технологический расчет магистрального газопровода	Лист
						40
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		



$k_2 = 1,15$  - коэффициент надежности по материалу, принимаемый по табл. 10 СНиП 2.05.06-85\* [13];

$n = 1,1$  - коэффициент надежности по нагрузке - внутреннему рабочему давлению в трубопроводе, принимаемый по табл. 13\* СНиП 2.05.06-85\* [13].

Технические характеристики проектируемого трубопровода:

- диаметр и толщина стенки 530x9,0 мм;
- максимальное рабочее давление 65 (6,4) кг/см<sup>2</sup> (МПа);
- предел прочности не менее 550 МПа;
- предел текучести не менее 380 МПа;
- класс прочности К56;
- эквивалент углерода, не более 0,43;

Выбор труб для газопровода выполнен на основании СТО Газпром 2-2.1-131-2007. «Инструкция по применению стальных труб на объектах ОАО «Газпром» [19] и подтвержден расчетом, выполненным в соответствии со СНиП 2.05.06-85\* [13].

Проектом приняты наиболее продолжительные по времени и неблагоприятные по величине сочетания нагрузок – эксплуатационные нагрузки.

В состав эксплуатационных нагрузок включены:

- внутреннее давление продукта;
- температурные воздействия;
- упругий изгиб газопровода;
- весовые нагрузки.

Расчетные сочетания нагрузок приняты:

- для расчета толщины стенок труб - внутреннее давление продукта;
- для проверки устойчивости газопровода в продольном направлении - внутреннее давление продукта, температурные воздействия, изгибающие моменты.

					<i>Технологический расчет магистрального газопровода</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		41

#### 4. ОРГАНИЗАЦИЯ ПРОВЕДЕНИЯ РАБОТ ПО СТРОИТЕЛЬСТВУ БАЛОЧНОГО ПЕРЕХОДА

Для оптимизации организационно-технологической схемы строительства учитывались следующие основные факторы, влияющие на сроки и ресурсы строительства:

- сроки строительства (производства работ);
- периоды строительства (зимнее строительство);
- состояние существующей транспортной сети и объектов инфраструктуры;
- объем и последовательность выполнения строительно-монтажных работ, включая внеплощадочные подготовительные работы;
- организация жилья, быта и режима работ строительных подразделений.

Ремонтные работы на газопроводе проводятся в два этапа: первый этап производство работ по резервной нитке, второй этап - производство работ по основной нитке.

В работе приняты следующие технические решения по первому этапу (резервная нитка) ремонта перехода МГ «[REDACTED]» через р. [REDACTED]:

- демонтаж участка МГ «[REDACTED]» Ду 530 мм (резервная нитка): надземный участок 1372,3 м, подземный участок 645,53 м;
- частичный демонтаж подвижных, полный демонтаж угловых и неподвижных опор, опор под металлоконструкции вантового перехода, металлоконструкций вантовых переходов, пилонов, якорей вантовых опор, ограждения опор надземного перехода газопровода;

					<i>Организация проведения работ по строительству балочного перехода</i>			
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>				
<i>Разраб.</i>		<i>Степкин Н.А.</i>			<i>Капитальный ремонт перехода через водную преграду магистрального газопровода путем замены вантового перехода на балочный</i>	<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Руководит.</i>		<i>Богданов А.Л.</i>					42	97
<i>Консульт.</i>						<i>ТПУ гр. 2Б2А</i>		
<i>Зав. Каф.</i>		<i>Рудаченко А.В.</i>						

- производство работ по монтажу опор трубопровода и ферм перехода;
- сборка укладываемой трубы (резервная нитка) вдоль соответствующих участков с неразрушающим контролем сварных соединений и контролем целостности отдельных секций ;
- укладка и закрепление проектируемого МГ « ██████████ ██████████ » (резервная нитки) Ду 530 мм на опорах;
- укладка проектируемого МГ с бровки траншеи на подземных участках;
- балластировка трубопровода на подземных участках;
- обратная засыпка подземных участков уложенного трубопровода;
- 1 этап испытания трубопровода гидравлическим методом;
- очистка полости и испытания всего участка трубопровода (2 этап испытаний);
- выполнение захлестов (вварка катушек) по гарантийным монтажным стыкам, контроль стыков радиографическим и ультразвуковым способом;
- установка опознавательных знаков;
- подключение к существующей системе ЭХЗ;
- засыпка нарушений рельефа в виде ям и траншей до естественных отметок рельефа;

Технические решения по второму этапу (основная нитка) ремонта перехода МГ « ██████████ ██████████ » через р. ██████████ аналогичны решениям по первой нитке, дополнительно выполняются следующие работы:

- рекультивация земель.

#### 4.1. Описание транспортной схемы доставки материально-технических ресурсов

					<i>Организация проведения работ по строительству балочного перехода</i>	<i>Лист</i>
						43
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		

Площадка под размещение временных зданий и сооружений расположена на км 46 МГ, в 390 км на юго-запад от г. Петропавловск-Камчатский, а площадки складирования и площадка стоянки техники на 42 км МГ «[REDACTED]».

Проезд непосредственно к началу участка трассы р. [REDACTED] возможен от г. Петропавловск-Камчатский по автодороге с асфальтовым покрытием на протяжении 204 км до п. Карымай, далее – 186 км по вдольтрассовому проезду (автозимнику). Проезд к участку работ возможен в зимнее время, либо летнее в случае низкой воды.

Доставка и вывоз материалов представлены в таблице 4.1.

Таблица 4.1. Таблица доставки и вывоза материалов

Наименование	Расстояние, км	Вид транспорта
Карьер грунта – участок работ	365	Автомобильный
ЛЭС с. Соболево (источник питьевой воды) – участок работ	31	
Порт г. Петропавловска-Камчатского (поставка материалов) – участок работ	390	
Участок работ – Камчатское ЛПУМГ, г. Петропавловск-Камчатский (вывоз демонтированных труб и оборудования)	382	
Участок работ – с. Соболево (вывоз боя ж/б изделий)	31	
Участок работ – ОАО «ЕМКХ», (вывоз строительного мусора)	369	
Участок работ – ОАО «Стимул», (вывоз жидких бытовых отходов)	31	
Участок работ – на полигон ОАО «ЕМКХ», (вывоз твердых бытовых отходов)	369	
Участок работ – ОАО «ЕМКХ», (место вывоза демонтированной изоляции)	369	

#### 4.2. Обоснование потребности в основных строительных машинах, механизмах, транспортных средствах, временных зданиях и сооружениях и энергоресурсах

Потребность в основных строительных машинах и механизмах определена в целом по объекту на основании физических объемов работ и эксплуатационной производительности машин. Потребность в транспортных средствах определена на основании объема грузоперевозок, грузоподъемности транспортных средств и дальности перевозки грузов.

Расчет потребности в автотранспорте:

$$T_1 = \left( \frac{S_{\Gamma}}{V_{CP}} + \frac{S_{\Pi}}{V_{CP,0}} + t_{\Pi} + t_B \right) k_{\Pi}, \quad (4.1)$$

где  $T_1$  – время одного полного рейса (туда и обратно);

$k_{\Pi}$  – коэффициент, учитывающий простои,  $k_{\Pi} = 1,3$ ;

$S_{\Gamma}$  и  $S_{\Pi}$  – средневзвешенная дальность возки;

$V_{cp}$  – средняя скорость груженого автотранспорта, принята - 25 км/ч;

$V_{cp,0}$  – средняя скорость порожнего автотранспорта, принята - 40 км/ч;

$t_{\Pi}$  – время, затрачиваемое на погрузку = 0,30 часа;

$t_B$  – время, затрачиваемое на выгрузку = 0,20 часа.

Число рейсов ( $N_1$ ), которое может сделать одно автотранспортное средство:

$$N_1 = \frac{T}{T_1}, \quad (4.2)$$

Общее число необходимых рейсов для перевозки грузов в смену:

$$N = \frac{Q_{CP}}{q_1}, \quad (4.3)$$

где  $Q_{CP}$  - общий объем перевозимого груза;

$q_1$  - объем перевозимого груза за один рейс;

Необходимое количество автотранспортных средств:

					<i>Организация проведения работ по строительству балочного перехода</i>	<i>Лист</i>
						45
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		

$$n_{cp} = \frac{N}{N_1} \quad (4.4)$$

Расчет потребности в автотранспорте выполнен из учета работы в полторы смены с продолжительностью 10 часов.

В таблице 4.2 приведен примерный перечень основных машин, механизмов и транспортных средств, необходимых для выполнения работ.

Таблица 4.2. Ведомость потребности в основных строительных машинах и механизмах

№	Наименование	Марка	Кол-во
1	2	3	4
•	Автогрейдер	ДЗ-98	1
•	Автобетоносмеситель	АБС 58149Z	2
•	Автокран	Урал КС 45717-1 "Ивановец", г/п 25 т	1
•	Автокран	ЛIEBHERR LTM1160/1, г/п 160 т	1
•	Автосамосвал	УРАЛ 583100, г/п 10 т	21
•	Автосамосвал	IVECO, г/п 25 т	12
•	Бетоносмеситель	БП-1Г-300	1
•	Бортовая машина	УРАЛ 4320	4
•	Бульдозер	ЛIEBHERR PR 724, 118кВт	1
•	Бульдозер	T11, 132кВт	1
•	Буровая установка	Junttan RM26	1
•	Вагон-дом	общежитие 8 мест.	15
•	Вагон-дом	штаб	1
•	Вагон-дом	столовая	2
•	Вагон-дом	баня	1
•	Вахтовый автобус	Камаз УСТ 54535	2
•	Водовозка	УРАЛ 4320-41	1
•	Гусеничный кран	СКГ-63А	2
•	Дизельная электростанция	ДЭС - 100	3
•	Легковой транспорт	УАЗ 2206	3
•	Сварочная установка	УСЭБ-200	1

Окончание таблицы 4.2. Ведомость потребности в основных строительных машинах и механизмах

1	2	3	4
•	Топливозаправщик	Урал 4320	2
•	Трал	г/п 70т	1
•	Тягач трала	MAN TGS	1
•	Трубоукладчик	ТГ-301	2
•	Трубоукладчик	ТГ-121	2
•	Трубоукладчик	KOMATSU D355	1
•	Фронтальный погрузчик	LG380	1
•	Экскаватор	HITACHI ZX200; 0,8 м <sup>3</sup>	2
•	Экскаватор-погрузчик	New Holland LB 110.B	1

4.3. Описание и обоснование принятого метода сноса (демонтажа)

Демонтажные работы следует выполнять в соответствии с СТО Газпром 2-2.3-231-2008 [23] после полного опорожнения существующего газопровода от продукта перекачки.

Газопровод, подлежащий выводу из эксплуатации, должен быть подготовлен к демонтажу. Подготовка заключается в освобождении газопровода от газа и конденсата и осуществляется организацией, эксплуатирующей данный участок.

После освобождения участка газопровода от газа выполняется отсечение демонтируемого участка от действующего газопровода. Отсечение демонтируемого участка выполняется вырезкой катушек механическим способом. После поднятия катушек на лежки выполняется герметизация прилегающих участков газопровода.

Открытые концы демонтируемого трубопровода перекрыть временными инвентарными заглушками.

Демонтаж существующего участка надземной части перехода газопровода следует производить перемещением на лежки трубоукладчиками и автокранами.

					<i>Организация проведения работ по строительству балочного перехода</i>	<i>Лист</i>
						47
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		

Отбракованный демонтированный трубопровод разрезать на секции не более 11,6 м.

Демонтированный трубопровод погрузить в автотранспорт и отвезти на площадку складирования, находящуюся на расстоянии до 2 км от перехода МГ через р. ██████████, для дальнейшего использования для установки свай под опоры трубопровода.

Демонтаж подвижных, неподвижных и угловых опор, опор под металлоконструкции переходов, металлоконструкций переходов, пилонов, якорей вантовых опор, ограждения опор надземного перехода газопровода выполнить в соответствие с таблицей 4.3 настоящего раздела, при помощи резки металлоконструкций с помощью газокислородной резки. Внутренняя полость свай, заполненная пескоцементной смесью подлежит разрушению при помощи отбойных установок. Водопропускные трубы, демонтировать при помощи резки металлоконструкций с помощью газокислородной резки. Демонтаж пилонов выполнять с применением автокрана или трубоукладчика. Технологические карты демонтажа разработать в ППР.

Демонтаж утяжелителей УБО-530 производить автокраном, с последующим вывозом на полигон ТБО.

					<i>Организация проведения работ по строительству балочного перехода</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		48



Таблица 4.3. Ведомость демонтажа

Наименование	Ед. изм.	Основн ая нитка	Резервн ая нитка	Итого:	
				Кол-во	Масса, т
Демонтаж НО, в т.ч:	шт	9	1	10	96,14
металлоконструкции	т	10,92	0,94	11,86	
железобетон	куб.м/т	30,34	3,37	33,71	
	т	75,85	8,43	84,28	
Демонтаж УО, в т.ч:	шт	15	12	27	155,53
металлоконструкции	т	14,56	8,91	23,47	
железобетон	куб.м	37,88	14,94	52,82	
	т	94,7	37,36	132,06	
Демонтаж ОП, в т.ч:	шт	32	39	71	547,55
металлоконструкции	т	31,76	26,31	58,07	
железобетон	куб.м	110,11	85,68	195,79	
	т	275,28	214,2	489,48	
Демонтаж ОП (частичный), в т.ч:	шт	67	34	101	201,71
металлоконструкции	т	53,03	16,69	69,72	
Демонтаж ферм, в т.ч:	шт	2	3	5	131,99
металлоконструкции	т	41,41	90,58	131,99	
Демонтаж вантового перехода, в т.ч:	шт	1	1	2	346,31
-Пилоны, в т.ч:	шт	4	4	8	213,68
металлоконструкции	т	27,14	27,14	54,28	
железобетон	куб.м	31,88	31,88	63,76	
	т	79,7	79,7	159,4	
-Анкерные опоры, в т.ч:	шт	4	4	8	114,94
металлоконструкции	т	2,27	2,27	4,54	
железобетон	куб.м	22,08	22,08	44,16	
	т	55,2	55,2	110,4	
-Ферменные конструкции вантового перехода, в т.ч:	т	8,47	9,22	17,69	17,69
Демонтаж ограждений опор газопровода	т	14,3	9,83	24,13	24,13

Демонтаж 12-ти опорных плит произвести методом разрушения при помощи отбойных установок. Отходы образовавшиеся в результате

					Организация проведения работ по строительству балочного перехода	Лист
						49
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

разрушения оснований при помощи экскаватора погрузить в автомобили и вывезти на полигон производственных отходов.

Бой ж/б изделий, образующийся в процессе демонтажа магистрального газопровода вывезти в с. Соболево (31 км от МГ) для повторного использования администрацией Соболевского муниципального района.

#### 4.4. Основные работы при монтаже опор и ферм газопровода

Работы по строительству каждого надземного перехода через водотоки предполагается производить в следующей последовательности:

- устройство стройплощадки и рабочих площадок в зоне проведения работ;
- устройство ледовой рабочей переправы с дополнительным намораживанием льда;
- использование существующих мостов для нужд строительства и пропуска транзитного транспорта;
- строительство надземного перехода;
- разборка временных сооружений (в том числе грунтовых сооружений рабочих площадок);

#### 4.5. Опоры ферм, опоры газопровода

Устройство буронабивных свай диаметром 750 мм с применением б/у трубы 530x8 мм класса прочности K55 предусмотрено установкой Junttan RM26. При устройстве скважин для буронабивных свай необходимо выполнить крепление устья скважин инвентарными обсадными трубами на глубину до 3м. Заполнение свай бетоном следует производить методом ВПТ с применением бетонолитных труб или с использованием полых шнеков для заполнения свай через полости буровых труб при условии обеспечения проектных свойств бетона.

					<i>Организация проведения работ по строительству балочного перехода</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		50

Удлинение подвижных опор производить с фланцевым соединением труб 219х8 мм с существующими оголовками свай.

Монтаж конструкций опор следует производить при помощи крана грузоподъемностью 16 т КС-4361С. Бетонирование опор предусмотрено с использованием подачи бетона бетононасосом БН-25(Д, Е) и транспортом бетона в автобетоносмесителе АБС 58149Z.

Приготовление и укладку бетонной смеси выполнять в соответствии со СНиП 3.03.01-87 [15].

#### 4.6. Фермы

Монтаж блоков пролетных строений предлагается производить в 4 этапа. На 1-3 этапах пролетное строение собирается вдоль створа перехода в пониженном уровне на шпальных клетках, устанавливаемых под монтажными стыками главных ферм (шаг 11 м). На первом этапе пролетные строения стреловым краном СКГ-63А грузоподъемностью 63 т проходят укрупнительную сборку на шпальных клетках рабочей площадки у опор. На втором этапе собираются конструкции на половину длины перехода с помощью крана LIEBHERR LTM 1160/1 (замыкающие середину пролета монтажные блоки собираются без укрупнения отдельными монтажными элементами). На третьем этапе производится монтаж пролетных строений на второй половине длины перехода с помощью крана LIEBHERR LTM 1160/1 (с другого берега). На четвертом этапе пролетное строение со шпальных клеток двумя кранами СКГ-63А (с разных берегов) устанавливается на постоянные опоры. Работа кранов предусматривается с площадок из плит ПДН размером 10х12 м.

После окончания монтажных работ производится ликвидация временной стройплощадки, рабочих и монтажных площадок с использованием грунта в тело насыпи или для рекультивации земель.

					<i>Организация проведения работ по строительству балочного перехода</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		51

#### 4.7. Сварочно-монтажные работы

Сварочные работы необходимо выполнять в соответствии с СТО Газпром 2-2.2-136-2007 [20], СТО Газпром 2-2.4-083-2006 [25], ВСН 006-89 [2], СНиП III-42-80\* [16], ВСН 014-89 [5], СНиП 12-04-2002 [12] и СНиП 12-03-2001 [11].

Сварочно-монтажные работы при строительстве газопровода включают:

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

До начала основных работ по сборке и сварке необходимо очистить внутреннюю полость труб от возможных загрязнений и провести визуальный осмотр труб и при обнаружении дефектов отремонтировать.

Сварку газопровода в нитку производить на монтажной площадке (при сборке дюкера для протаскивания) и на бровке траншеи (при укладке с бровки траншеи).

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

- развезены и уложены секции труб на расстоянии не более 1,5 м от бровки траншеи под углом 15-20° к проектной оси траншеи;
- размещены в зоне производства работ трубоукладчики, сварочные агрегаты, бульдозер, центратор, емкости ГСМ, инвентарные лежки и другое необходимое оборудование и инструменты;
- установлены на полосе отвода вагончики для обогрева людей, хранения инвентаря и сварочных материалов.

Производство сварочно-монтажных работ в траншее на участках с высоким уровнем грунтовых вод производить с открытым водоотливом.

Контроль качества сварных соединений неразрушающими методами осуществляют производственные испытательные лаборатории.

					<i>Организация проведения работ по строительству балочного перехода</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		52

Неразрушающий контроль сварных соединений при строительстве и ремонте магистральных газопроводов выполнить в соответствии СТО Газпром 2-2.4-083-2006 [25].

Заизолированные участки трубопровода подвергаются визуальному контролю, контролю на сплошность изоляционного покрытия, адгезию изоляционных материалов.

Контроль качества изоляционного покрытия трубопровода осуществляется на всех стадиях строительства: при сварочно-монтажных работах; в процессе очистки и изоляции сварных стыков; перед протаскиванием трубопровода.

Качество защитного покрытия зоны сварного стыка, выполненного термоусаживающимися материалами, должно удовлетворять ГОСТ Р 51164-98 [10]. Результаты проверки качества покрытия оформляются актом, фиксируются в журнале изоляционно-укладочных работ.

При производстве работ по контролю качества следует руководствоваться требованиями СНиП III-42-80\* [16] (2004), ВСН 008-88 [3], СТО Газпром 2-2.4-083-2006 "Инструкция по неразрушающим методам контроля качества сварных соединений при строительстве и ремонте промышленных и магистральных газопроводов" [25] и инструкциями заводов-изготовителей.

При проведении работ по рентгенодефектоскопии должен постоянно контролироваться уровень дозы излучения.

Контроль сварных швов выполнить в соответствии с требованиями СТО Газпром 2-2.4-083-2006 [25] с отметкой в "Журнале сварки труб".

					<i>Организация проведения работ по строительству балочного перехода</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		<i>53</i>

#### 4.8.Изоляционно-укладочные работы

Изоляция вновь укладываемой трубы принята согласно ГОСТ Р 51164-98 [10], СНиП III-42-80\* [16] и ВСН 008-88 [3].

Изоляция сварных стыков принята термоусаживающимися манжетами ООО «Гефест-Ростов». Нанесение термоусаживающихся манжет на сварные стыки необходимо выполнять на всей протяженности укладываемого участка трубопровода. Для предотвращения повреждения изоляционного покрытия предусмотрена сплошная футеровка профилем полимерным.

Футеровочные маты выполняются из профиля полимерного высотой 30 мм, длиной 2000 мм, скрепленных жгутом, который идет в комплекте. Профиль в матах расположить сплошным прилеганием друг к другу, с заведением каждого в замки. Крепление матов на трубопроводе выполнить жгутами с шагом 1,0 м. Зазоры между матами не допускаются.

Для придания отрицательной плавучести трубопроводу в пределах уровня ГВВ 1-% обеспеченности и на пойменных участках с высоким уровнем грунтовых вод необходимо выполнить балластировку вновь укладываемого участка.

Балластировка выполняется на участках подземной прокладки чугунными полугрузами Д530. Под утяжелители ЧГ для предотвращения повреждения изоляционного покрытия трубопровода устанавливать скальный лист СЛП-530 «О».

На участках подземной прокладки выполнить укладку газопровода с бровки траншеи.

На пойменных участках выполнить укладку газопровода на опоры с инвентарных лежек.

При выполнении изоляционных работ проводится контроль качества применяемых материалов, операционный контроль качества изоляционных работ и контроль качества готового покрытия.

Методы и показатели контроля противокоррозионного покрытия приведены в ВСН 008-88 [3], ВСН 012-88 [4].

					<i>Организация проведения работ по строительству балочного перехода</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		54

Подъем и укладку трубопровода осуществлять трубоукладчиками с помощью мягких полотенец, соблюдая меры предосторожности против повреждения изоляционного покрытия.

Для выполнения захлеста вновь уложенного участка трубопровода с магистралью необходимо вскрыть в начале и в конце участка существующий трубопровод. Выполнить захлест вновь построенного участка с магистралью. После выполнения сварочных работ гарантийно - монтажные стыки следует проверить радиографическим методом контроля и подвергнуть дополнительному контролю ультразвуком.

В местах стыковки существующего трубопровода с проектируемым предусмотрено снятие старого и нанесение нового изоляционного покрытия. Изоляцию трубопровода на участках захлеста выполнить вручную.

При укладке изолированного трубопровода должно быть обеспечено:

- проектное положение трубопровода;
- сохранность труб и изоляционного покрытия;
- плотное прилегание трубопровода ко дну траншеи по всей длине;
- минимальное расстояние между трубопроводом и стенкой траншеи не менее 100 мм.

#### 4.9. Технологические захлесты трубопровода

Технологические захлесты трубопровода производить после полной готовности нового участка газопровода, ограниченного гарантийными монтажными стыками, согласно п. 2.9.12 ВСН 006-89 [2] и п. 10.7.2 СТО Газпром 2-2.2-136-2007 [20] по аттестованной технологии сварки с соблюдением правил охраны труда и пожарной безопасности.

Контроль стыков производить радиографическим и ультразвуковым методом.

Расчетный температурный перепад составляет  $\Delta t=40$  °С. Сварка гарантийных монтажных стыков должна производиться при температуре окружающего воздуха не ниже минус 29 °С.

					<i>Организация проведения работ по строительству балочного перехода</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		55

#### 4.10. Балластировка трубопровода при подземном способе прокладки

Для придания отрицательной плавучести трубопроводу в пределах уровня ГВВ 1-% обеспеченности и на участках с высоким уровнем грунтовых вод проектом предусмотрено выполнить балластировку вновь укладываемого подземного участка согласно требованиям СНиП 2.05.06-85\* [13].

На участках подземной прокладки балластировка выполняется чугунными полугрузами Д530 по ТУ 26-0401-725-86 [32].

Шаг расстановки утяжелителей принять 1,6 м между осями утяжелителей.

#### 4.11. Контроль качества сварных соединений и изоляции

Все сварные соединения газопровода и его опор, выполненные при ремонте, подлежат визуальному и измерительному, радиографическому контролю в объеме 100%.

Специальные сварные соединения (гарантийные стыковые соединения) подлежат дублирующему ультразвуковому контролю (УЗК) в объеме 100%. Сварные соединения на переходе через водную преграду подлежат дублирующему ультразвуковому контролю в объеме 25 %.

Неразрушающий контроль сварных соединений при строительстве и ремонте магистральных газопроводов выполнить в соответствии СТО Газпром 2-2.4-083-2006 [25].

Заизолированные участки трубопровода подвергаются визуальному контролю, контролю на сплошность изоляционного покрытия, адгезию изоляционных материалов.

Контроль качества изоляционного покрытия трубопровода и опор под трубопровод осуществляется на всех стадиях строительства: при сварочно-монтажных работах; в процессе очистки и изоляции сварных стыков; перед протаскиванием трубопровода.

При производстве работ по контролю качества следует руководствоваться требованиями СНиП III-42-80\* [16] (2004), ВСН 008-88

					<i>Организация проведения работ по строительству балочного перехода</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		56



[3], СТО Газпром 2-2.4-083-2006 "Инструкция по неразрушающим методам контроля качества сварных соединений при строительстве и ремонте промышленных и магистральных газопроводов" [25] и инструкциями заводоизготовителей.

В случае обнаружения повреждений заводской изоляции, ремонт следует производить согласно ВСН 2-144-82 [6]. Метод ремонта и материалы, используемые для ремонта изоляции, должны обеспечивать противокоррозионную защиту трубопровода на отремонтированных участках, не уступающую по надежности основному заводскому покрытию, со стабильной адгезией нового покрытия к существующему и к металлической поверхности, а также его надежную термостойкость при эксплуатации трубопровода.

Все металлические конструкции (кроме ферм) окрасить двумя слоями силикон-акриловой грунт-эмали СБЭ-111 «УНИПОЛ» марки АМ по ТУ 2313-002-92638584-2011 [31]. Перед окраской металлических конструкций опор произвести очистку поверхностей от окалины и ржавчины (демонтированные трубы Ø530, используемые повторно, очистить от изоляции) по ГОСТ 9.402-2004 [9]. Степень очистки – 3.

Материалы для грунтовки и окраски элементов и деталей ферм, технологические режимы, а также методы нанесения и сушки лакокрасочных материалов должны соответствовать требованиям СТО 001-2009 [26] для системы Hempadur Zink. Система состоит из:

- эпоксидной цинковой грунтовки Hempadur Zink 17360 (толщина слоя 40... 75 мкм)
- эпоксидного покрытия Hempadur Mastic 45880 (толщина слоя 125... 150 мкм)
- полиуретановой эмали Hempathane HS 55610 (толщина слоя 225... 305 мкм).

В случае нарушения сплошности антикоррозийного покрытия металлоконструкций опор и ферменных переходов необходимо его

					<i>Организация проведения работ по строительству балочного перехода</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		57

восстановить. Сварные стыки конструкций опор после контроля необходимо зачистить и покрыть антикоррозийным составом.

#### 4.12. Очистка, испытание и внутритрубная диагностика трубопровода

Проектом предусмотрено проведение испытания вновь уложенного газопровода.

Очистка полости трубопровода, испытание на прочность и проверка на герметичность производятся в соответствии с требованиями СТО 2-3.5-354-2009 [24], СНиП III-42-80\* [16], СП 111-34-96 [17] под руководством комиссии по специальной инструкции, разработанной подрядчиком и отражающей местные условия работ (п. 11 СНиП III-42-80\* [16]). Состав специальной инструкции указан в п. 11.5 СНиП III-42-80\* [16].

Комплекс работ по очистке полости и гидравлическому испытанию газопровода, согласно СТО 2-3.5-354-2009 [24], включает:

- защиту полости газопровода от загрязнения;
- предварительную очистку полости протягиванием механического очистного устройства в процессе сварочно-монтажных работ;
- промывку газопровода с пропуском поршня и сбор загрязнений в конце очищаемого участка;
- контроль проходного сечения газопровода (выявление вмятин, гофр, овальностей);
- испытание газопровода на прочность, проверку на герметичность;
- удаление воды после гидроиспытания газопровода с последующей очисткой и регулируемым возвратом в окружающую среду;
- осушку полости газопровода;
- заполнение газопровода азотом до подачи газа.

Размеры охранной зоны в соответствии с СТО 2-3.5-354-2009 [24] устанавливается:

- для проведения I этапа испытаний, в обе стороны от оси трубопровода – 75 м;

					<i>Организация проведения работ по строительству балочного перехода</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		58

- в направлении отрыва заглушки от торца трубопровода – 800 м.
- для проведения II этапа испытаний, в обе стороны от оси трубопровода – 200 м;
- в направлении отрыва заглушки от торца трубопровода – 800 м.

Участок газопровода подвергнуть испытанию в два этапа.

#### I этап испытаний

Испытанию гидравлическим способом подвергаются участки трубопровода, уложенные в траншею после засыпки и установленные на опоры:

- резервная нитка – 1675,53 м;
- основная нитка – 1750,81 м.

Испытательное давление должно составлять не менее  $1,25 P_{\text{раб}}=8,00$  МПа. Время выдержки трубопровода под испытательным давлением – 12 часов. После испытания трубопровода на прочность необходимо снизить давление до рабочего (6,4 МПа) и выдержать трубопровод под данным давлением не менее 12 часов для проверки на герметичность.

#### II этап испытаний

Пневматическому испытанию подвергается весь уложенный участок газопровода после засыпки, протяженностью:

- резервная нитка – 2023,78 м;
- основная нитка – 2024,26 м.

Испытательное давление в верхней точке должно составлять не менее  $1,1 P_{\text{раб}} = 7,1$  МПа. Общее время выдержки трубопровода под испытательным давлением на прочность должно быть не менее 12 часов. После испытания трубопровода на прочность давление необходимо снизить до рабочего и выдержать трубопровод под данным давлением в течение 12 часов для проверки на герметичность.

Трубопровод считается выдержавшим испытание на прочность и проверку на герметичность, если за время испытания трубопровода на

					<i>Организация проведения работ по строительству балочного перехода</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		59

прочность давление осталось неизменным, а при проверке на герметичность не обнаружены утечки.

При разрыве, обнаружении утечек с помощью приборов, по звуку или визуально участок газопровода подлежит ремонту и повторному испытанию на прочность и проверке на герметичность.

После проведения гидравлического испытания из газопровода должна быть полностью удалена вода. Удаление воды следует выполнять пропуском поршней - разделителей под давлением сжатого воздуха. Результаты удаления воды считаются удовлетворительными, если впереди контрольного поршня – разделителя нет воды, и он вышел неразрушенным. В противном случае необходимо дополнительно пропустить контрольный поршень-разделитель.

Очистку внутренней полости трубопровода следует совместить с удалением воды после испытаний трубопровода.

Перед заключительным этапом испытаний производится очистка полости трубопровода путем пропуска очистных устройств под давлением сжатого воздуха.

Воду для испытания забирать из реки [REDACTED] через амбар-накопитель посредством протягивания гибких шлангов к амбарам. Вода после испытаний из трубопровода вытесняется сжатым воздухом и сливается в амбар объемом 400 м<sup>3</sup>, расположенным на берегу реки [REDACTED].

Внутритрубную диагностику газопровода следует выполнять по специальной инструкции, которая должна предусматривать организацию работ по пропуску диагностических устройств, технологию их пуска и приема, методы и средства контроля за прохождением диагностических устройств, требования безопасности и противопожарные мероприятия.

					<i>Организация проведения работ по строительству балочного перехода</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		60

## 5. СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ

### 5.1. Анализ возможных опасных и вредных производственных факторов

Магистральный газопровод «[REDACTED]», пересекает р. [REDACTED] на 42 - 46 км по трассе МГ и предназначен для транспортировки природного газа.

Техническая характеристика существующего магистрального газопровода (МГ):

- диаметр трубопровода и толщина стенки - 530x9,0 мм;
- максимальное рабочее давление – 6,4 МПа;
- температура перекачиваемого газа – до плюс 11 °С;

На рассматриваемом участке газопровода постоянно действующего производственного персонала нет. Производственный персонал может находиться в зоне действия поражающих факторов во время производства строительных работ по капитальному ремонту ПМГ и планового обслуживания проектируемого газопровода.

При ремонте и обслуживании газопровода персонал попадает в зону действия следующих поражающих факторов:

- движущиеся машины и механизмы; подвижные части производственного оборудования; передвигающиеся изделия, заготовки, материалы; разрушающиеся конструкции;
- повышенная запыленность и загазованность воздуха рабочей зоны;
- повышенная или пониженная температура воздуха рабочей зоны;

В случае аварий газопровода персонал попадает в зону действия следующих поражающих факторов:

- воздействие теплового излучения пожара;

					<i>Социальная ответственность</i>			
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата				
Разраб.		Степкин Н.А.			<i>Капитальный ремонт перехода через водную преграду магистрального газопровода путем замены вантового перехода на балочный</i>	Лит.	Лист	Листов
Руководит.		Богданов А.Л.					61	97
Консульт.						<i>ТПУ гр. 2Б2А</i>		
Зав. Каф.		Рудаченко А.В.						

- воздействие воздушной ударной волны (зона полных разрушений);
- токсическое действие газа;
- поражающее действие осколков.

Численность персонала определяется видами работ, выполняемых при капитальном ремонте и технологическом обслуживании проектируемого участка газопровода. Ориентировочная численность производственного персонала, который может оказаться в зоне действия поражающих факторов в случае аварии на объекте во время планового обслуживания может составить около 2-3 человек, при проведении капитального ремонта – 90 человек.

## 5.2. Мероприятия по снижению воздействия опасных и вредных производственных факторов и предотвращению риска аварий на опасном производственном объекте

Все операции на каждой стадии ремонта должны проводиться под контролем (с обязательным присутствием) представителей технадзора.

При производстве работ в охранной зоне действующих газопроводов следует обратить особое внимание на обеспечение их безопасной эксплуатации, особенно при выполнении земляных работ и движения на объекте строительной техники.

Определение местоположения и технического состояния подземного (подводного) газопровода производится в границах зоны производства работ. До закрепления трассы знаками ведение работ НЕ ДОПУСКАЕТСЯ!

При выполнении работ по ремонту газопровода взрывопожаробезопасность обеспечивается соблюдением общих мер пожаробезопасности и применением взрывозащищенного оборудования в соответствии с ВППБ 01-04-98 [1].

Весь персонал подрядной организации должен иметь допуск к производству работ (аттестацию и проверку знаний промышленной безопасности). Аттестация персонала подрядчика проводится в

					<i>Социальная ответственность</i>	<i>Лист</i>
						62
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		

аттестационных комиссиях территориального органа Ростехнадзора. Проверка знаний проводится в соответствии с требованиями нормативных правовых актов в области защиты населения и территорий от чрезвычайных ситуаций, экологической безопасности и охраны труда, а также по вопросам, охватывающим непосредственную деятельность аттестуемого.

Все работающие на ремонте газопровода должны быть обучены правилам охраны труда и иметь удостоверения о сдаче экзаменов, кроме того, должны пройти инструктаж по технике безопасности на рабочем месте с учетом особенностей данного объекта.

При изменении условий труда непосредственный руководитель работ (мастер) должен вновь провести инструктаж по технике безопасности с учетом новых производственных условий.

Перед началом работ в охранной зоне всем рабочим бригады выдается наряд-допуск, в котором должны быть указаны мероприятия, обеспечивающие безопасность работ.

Все рабочие должны быть обеспечены спецодеждой, спецобувью и другими средствами индивидуальной защиты, в соответствии с Постановлением от 26.12.1997 № 67 «Об утверждении типовых отраслевых норм бесплатной выдачи работникам специальной одежды, специальной обуви и других средств индивидуальной защиты».

На месте производства работ должны быть выделены помещения или места для размещения аптечек с медикаментами, носилок, фиксирующих шин и других средств для оказания первой помощи пострадавшим.

Категорически запрещается допускать к работе заболевших и лиц в нетрезвом состоянии.

Применяемое электрооборудование должно быть выполнено во взрывозащищенном исполнении, уровень взрывозащиты должен соответствовать требованиям ПУЭ, а вид взрывозащиты – категории и группе взрывоопасных смесей. Во взрывоопасных зонах запрещается использование электрооборудования, электропроводок, инструмента и

					<i>Социальная ответственность</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		63

приборов, не соответствующих требованиям ПУЭ, с нарушениями элементов взрывозащиты и не имеющих знаков взрывозащиты.

Все грузоподъемные механизмы должны иметь непросроченное техническое освидетельствование на применение на весь период строительства согласно ПБ 10-382-00 (с попр. 2001) [7]. Техническое освидетельствование должно проводиться согласно руководству по эксплуатации грузоподъемного механизма.

Эксплуатация машин и механизмов должна производиться в соответствии с инструкциями по их эксплуатации. На машинах и механизмах должны быть исправные огнетушители, лопаты, брезент и кошма.

При перевозке техники на трейлере до объекта необходимо соблюдать следующие требования:

- следить, чтобы не было посторонних лиц в зоне погрузки и выгрузки;
- поставить трейлер на тормоза и подложить под колеса инвентарные башмаки (клинья) при погрузке и выгрузке;
- подложить башмаки впереди и сзади под гусеницы захавшего на платформу механизма;
- запрещается перевозить механизмы на трейлере в гололедицу;
- запрещается во время транспортировки механизма на трейлере кому-либо находиться на его платформе, а также на самом механизме;
- лица, участвующие при перевозке механизмов, должны ехать в кабине тягача или в отдельном автомобиле.

Персонал, занятый на ремонте газопровода, должен быть обучен правилам и приемам оказания первой (доврачебной) помощи. При несчастном случае необходимо оказать первую помощь пострадавшему, вызвать скорую медицинскую помощь, сообщить об этом непосредственному начальнику и сохранить без изменения обстановку на рабочем месте по расследованию, если она не создает угрозу для работающих и не приведет к аварии.

					<i>Социальная ответственность</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		64



На месте работ по подъему, перемещению трубопровода не должны находиться лица, не имеющие прямого отношения к выполнению данных работ.

Персонал, участвующий в испытаниях, должен быть ознакомлен с порядком проведения работ и с мероприятиями по безопасному их выполнению.

К работе допускаются лица не моложе 18 лет и имеющие соответствующую квалификацию и выдержавшие экзамен по охране труда.

Во избежание аварии при укладке трубопроводов способом протаскивания перед началом работ следует выполнить проверочные расчеты с учетом:

- массы трубопровода с грузами;
- грузоподъемности трубоукладчиков;
- мощности тяговых средств.

В случае аварийной обстановки (повреждения трубопровода, балласта, обрыв тягового троса и т.п.) сигнальщик должен немедленно подать сигнал о прекращении укладки трубопровода.

Для проведения испытаний, при нахождении трубопровода на сварочно-монтажной площадке, устанавливается охранная зона следующих размеров (таблица 7 «Правила техники безопасности при строительстве магистральных стальных трубопроводов», 1982 г.):

- в обе стороны от оси трубопровода – 150 м;
- в направлении отрыва заглушки от торца трубопровода – 1500 м.

Соблюдение требований промышленной безопасности и пожарной безопасности обеспечивают безаварийность строительства и должно контролироваться производителем работ (лицом, назначенным по приказу), а также представителями эксплуатирующей организации.

### 5.3. Охрана окружающей среды

#### 5.3.1. Воздействие на окружающую среду в период эксплуатации

					<i>Социальная ответственность</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		65

В период нормальной эксплуатации магистральный газопровод не оказывает воздействия на земельные угодья, потому что является герметичной системой, заглубленной в грунт.

В период нормального режима эксплуатации магистральные газопроводы не оказывают отрицательного воздействия на атмосферный воздух.

На период эксплуатации в связи с отсутствием загрязнения атмосферы нормативы предельно-допустимых выбросов (ПДВ) не назначаются.

В период эксплуатации система трубопроводного транспорта газа герметична и не оказывает негативное воздействие на поверхностные и подземные воды. Для эксплуатации магистрального газопровода использование воды не требуется. В связи с отсутствием водопотребления водоотведение отсутствует.

Сохранность окружающей среды в значительной степени зависит от надежности конструкций, исключающих утечку газа.

### 5.3.2. Воздействие на окружающую среду в период капитального ремонта

#### 5.3.2.1. Воздействие на земельные угодья

Для выполнения работ по капитальному ремонту газопроводов требуется выполнить отчуждение земель на период производства работ.

В зоне производства работ при строительстве произойдет негативное воздействие на почвенно-растительный покров и рельеф местности.

Тип воздействия – механическое разрушение, образование и размещение отходов производства и потребления.

Потенциальными источниками воздействия являются:

- расчистка полосы отвода от лесорастительности;
- передвижение строительной техники;
- земляные работы при разработке траншеи;
- устройство временных отвалов грунта;
- устройство проездов;

					<i>Социальная ответственность</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		66

- устройство амбара для слива воды после гидроиспытаний;
- устройство площадки заправки техники;
- устройство временного жилого городка, бытовых помещений;
- загрязнение территории отходами производства.

Площадь земель, на которые будет оказано негативное воздействие, равна площади зоны производства работ, и составляет 16,976 га. Границы рекультивируемых земель соответствуют границам отвода земель.

#### 5.3.2.2. Воздействие на приземный слой атмосферы

Воздействие на атмосферный воздух в период проведения работ можно отнести к кратковременному воздействию.

Загрязнение атмосферного воздуха в период капитального ремонта происходит за счет выбросов загрязняющих веществ и является временным.

Расчёт рассеивания не производится ввиду следующих факторов:

- населённый пункт находится на отдалённом расстоянии (31 км по прямой) от места производства работ;
- выбросы загрязняющих веществ в атмосферу носят кратковременный характер.

Стационарным источником организованных выбросов в воздушный бассейн являются:

- дизельная электростанция;
- опорожнение трубопровода перед ремонтом, путем стравливания газа через свечу.

Стационарными источниками неорганизованных выбросов в воздушный бассейн являются:

- работающие строительные машины и механизмы;
- заправка строительной техники;
- сварочные работы;
- газовая резка;
- изоляционные работы;

					<i>Социальная ответственность</i>	<i>Лист</i>
						67
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		

- выемочно-погрузочные работы;
- гидромеханизированная техника;
- грузоперевозки в пределах строительной площадки.

Нестационарным источником неорганизованных выбросов в атмосферу является автотранспорт при перевозке различных грузов.

### 5.3.2.3. Воздействие на водную среду

Негативное воздействие на поверхностные и подземные воды может произойти при выполнении следующих работ:

- земляные работы вблизи и на участках с высоким стоянием грунтовых вод;
- работы в русле и на пойме реки при демонтаже и монтаже трубопровода;
- передвижение и заправка техники;
- слив воды на водосборную площадь после использования для производственных целей;
- забор воды для проведения гидроиспытаний;
- размещение строительных и бытовых отходов.

При заправке техники загрязнение водной среды может произойти при устройстве площадки заправки без твердого покрытия, при хранении ГСМ на площадке, эксплуатации неисправной техники и в случае непредвиденного пролива ГСМ.

При заборе воды для испытания может произойти ухудшение условий обитания ихтиофауны. Негативное воздействие процесса испытания на водную среду может произойти при сбросе на водосборную площадь использованной воды. В этом случае может произойти загрязнение водной среды веществами, находящимися на внутренней поверхности труб.

Негативное воздействие на водную среду может произойти при загрязнении зоны работ производственными и бытовыми стоками.

### 5.3.3. Последствия воздействия и мероприятия по снижению воздействия

Последствиями негативного воздействия на почвенно-растительный покров являются:

- изменение рельефа;
- уничтожение растительности;
- развитие безлесных ландшафтов.

Для снижения воздействия на поверхность земель в период производства работ проектной документацией предусмотрены следующие мероприятия:

- первоочередное строительство внутриплощадочных проездов;
- проезд строительной техники только в пределах зоны производства работ;
- своевременная уборка мусора и отходов для исключения загрязнения территории отходами производства;
- запрещение использования неисправных, пожароопасных транспортных и строительно-монтажных средств;
- применение строительных материалов, имеющих сертификат качества;
- для исключения разлива ГСМ заправка техники осуществляется на временной площадке с твердым покрытием и обваловкой, после завершения работ площадка демонтируется;
- размещение отвалов грунта в пределах границ зоны производства работ;
- выполнение работ, связанных с повышенной пожароопасностью, специалистами соответствующей квалификации;
- планировка зоны производства после окончания работ для сохранения направления естественного поверхностного стока воды;
- рекультивация нарушенных земель.

					<i>Социальная ответственность</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		69

Для снижения суммарных выбросов загрязняющих веществ в атмосферу в период строительства предусмотрено:

- применение в процессе производства работ веществ, строительных материалов, имеющих сертификаты качества;
- запрещение разведения костров и сжигания в них любых видов материалов и отходов;
- проведение периодического экологического контроля выбросов автотранспорта и строительной техники силами подрядчика;
- исключение использования при ремонте материалов и веществ, выделяющих в атмосферу токсичные и канцерогенные вещества, неприятные запахи и т. д.;
- оперативное реагирование на все случаи нарушения природоохранного законодательства.

Проектной документацией предлагаются следующие природоохранные мероприятия, направленные на защиту атмосферного воздуха в зоне производства работ:

- контроль топливной системы механизмов, а также системы регулировки подачи топлива, обеспечивающих полное его сгорание (силами подрядчика) для удержания значений выбросов загрязняющих веществ от автотранспорта и строительной техники в расчетных пределах;
- допуск к эксплуатации машин и механизмов в исправном состоянии, контроль за состоянием технических средств, способных вызвать загорание естественной растительности.

Загрязнение атмосферы происходит только в период производства работ и является временным.

В целях защиты поверхностных и подземных вод от загрязнения на период производства работ предусмотрены следующие мероприятия:

- соблюдение требований, предусмотренных Водным Кодексом Российской Федерации (в ред. от 21 октября 2013 г. N 282-ФЗ);

					<i>Социальная ответственность</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		70

- соблюдение условий водопользования на основании заключенных договоров и решений на право пользования водным объектом;
- соблюдение правил выполнения работ в охранной зоне магистральных трубопроводов;
- планировка строительной полосы после окончания работ для сохранения естественного стока поверхностных и талых вод;
- проезд строительной техники в пределах зоны производства работ;
- оборудование рабочих мест и бытовых помещений контейнерами для бытовых отходов для предотвращения загрязнения поверхности земли, контейнеры для мусора размещены на площадке складирования материалов;
- своевременный вывоз промышленных отходов и бытовых отходов с площадки производства работ на санкционированную свалку или полигон;
- запрещена мойка машин и механизмов на строительной площадке;
- заправка машин и механизмов на специально оборудованной площадке с твердым покрытием за пределами ВЗ и ПЗП;
- применение строительных материалов, имеющих сертификат качества.

Для исключения нежелательных последствий на окружающую среду предусмотрены следующие мероприятия:

1. Исключен слив воды на водосборную площадь без отстаивания, поскольку в котлован с водой могут поступить загрязняющие вещества, попавшие в трубопровод при транспортировке и монтаже. Загрязняющие вещества представлены частицами грунта, песка и незначительного количества продуктов коррозии металла, всего 0,213 т. Удаление взвесей предусмотрено отстаиванием воды во временном котловане. После отстаивания качество воды в котловане будет практически соответствовать ее исходному состоянию, так как процесс испытаний происходит без изменения температуры и химического состава воды, а содержащиеся в воде

					<i>Социальная ответственность</i>	<i>Лист</i>
						71
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		

взвешенные вещества легко выпадают в осадок при естественном отстаивании.

2. Предполагаемая концентрация взвешенных веществ в воде, сливаемой в котлован после проведения гидравлических испытаний, составит  $641,89 \text{ г/м}^3$ , после отстаивания - не более  $64,189 \text{ г/м}^3$ . Отстоявшуюся воду решено слить на водосборную площадь в пониженное место. Перед сбросом воды из котлована на водосборную площадь следует провести анализы на содержание взвешенных веществ и оксида железа.

3. Для исключения фильтрации воды через стенки котлована предусмотрена гидроизоляция днища и стенок полиэтиленовой пленкой, с последующим вывозом на полигон.

4. Расход воды, забираемый из реки ██████████ для производственных нужд, соответствует производительности насосного агрегата и равен  $0,007 \text{ м}^3/\text{с}$ . Это составляет  $1,89 \%$  ( $0,007 \text{ м}^3/\text{с} \times 100\% : 0,37 \text{ м}^3/\text{с} = 1,89 \%$ ) от минимального среднесуточного расхода воды  $95 \%$  обеспеченности в реке ██████████ в зимнюю межень. Влияние на гидрологический режим будет минимальным.

5. После окончания работ по забору воды предусмотрено восстановление береговой линии реки.

6. Котлован для слива воды после гидроиспытаний, размещен на строительной полосе. После опорожнения котлован предусмотрено засыпать местным грунтом, поверхность земли рекультивировать.

7. Очищенная вода после отстаивания сливается в лоток из половины трубы Ду 1420 мм, в котором просверлены отверстия для постепенного слива воды на водосборную площадь в пониженную местность.

8. С целью предупреждения загрязнения воды, используемой для гидравлических испытаний, в процессе ремонта необходимо принимать меры, исключающие попадание внутрь трубопровода воды, снега, грунта и посторонних предметов. Не допускается разгрузка труб на неподготовленную площадку и волочение их по земле. Для предотвращения

					<i>Социальная ответственность</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		72



загрязнения внутренней полости труб следует устанавливать временные заглушки на отдельные трубы или секции (плети) при их длительном хранении на стройплощадке.

9. Всасывающая линия насоса, подающего воду в трубопровод, оборудована сетчатым фильтром, исключающим попадание в полость трубопровода песка, ила, торфа или посторонних предметов из водного объекта.

10. После окончания работ прямки и отводящие каналы засыпать местным грунтом, поверхность земли рекультивировать.

Для снижения отрицательного воздействия хранение топлива на площадке не предусмотрено. Заправку строительной техники решено выполнять из транспортных средств "с колес" на специально оборудованной для этого временной площадке заправки. Топливозаправщик будет находиться на площадке заправки в течение 1 часа один раз в три-четыре дня в течение всего периода проведения работ. Для исключения фильтрации временная площадка имеет твердое покрытие из дорожных плит. Для исключения растекания при случайном проливе топлива площадка обвалована, покрытие из плит устроено с уклоном к центральному лотку для самотечного стока случайно пролитого топлива в герметичную металлическую емкость объемом 1 м<sup>3</sup>. После наполнения емкость следует вывезти на очистные сооружения.

#### 5.4.Гражданская оборона

В соответствии с Постановлением Правительства РФ от 19.09.1998 г. № 1115 "О порядке отнесения организаций к категориям по гражданской обороне" не имеет категорию по гражданской обороне.

Проектируемый участок перехода МГ входит в состав ЛПУ МГ "Камчатское", которое не является предприятием, обеспечивающим жизнедеятельность категорированных городов и объектов особой важности в

					<i>Социальная ответственность</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		73

военное время, поэтому численность персонала проектируемого объекта для этих целей не определена.

На рисунке 5.1 представлена схема оповещения для передачи сигналов ГО.

Для передачи сигналов ГО эксплуатирующая организация имеет следующие виды связи:

- селекторная диспетчерская связь;
- радиосвязь;
- проводная и сотовая телефонная связь.

					<i>Социальная ответственность</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		74

### Схема оповещения ГО

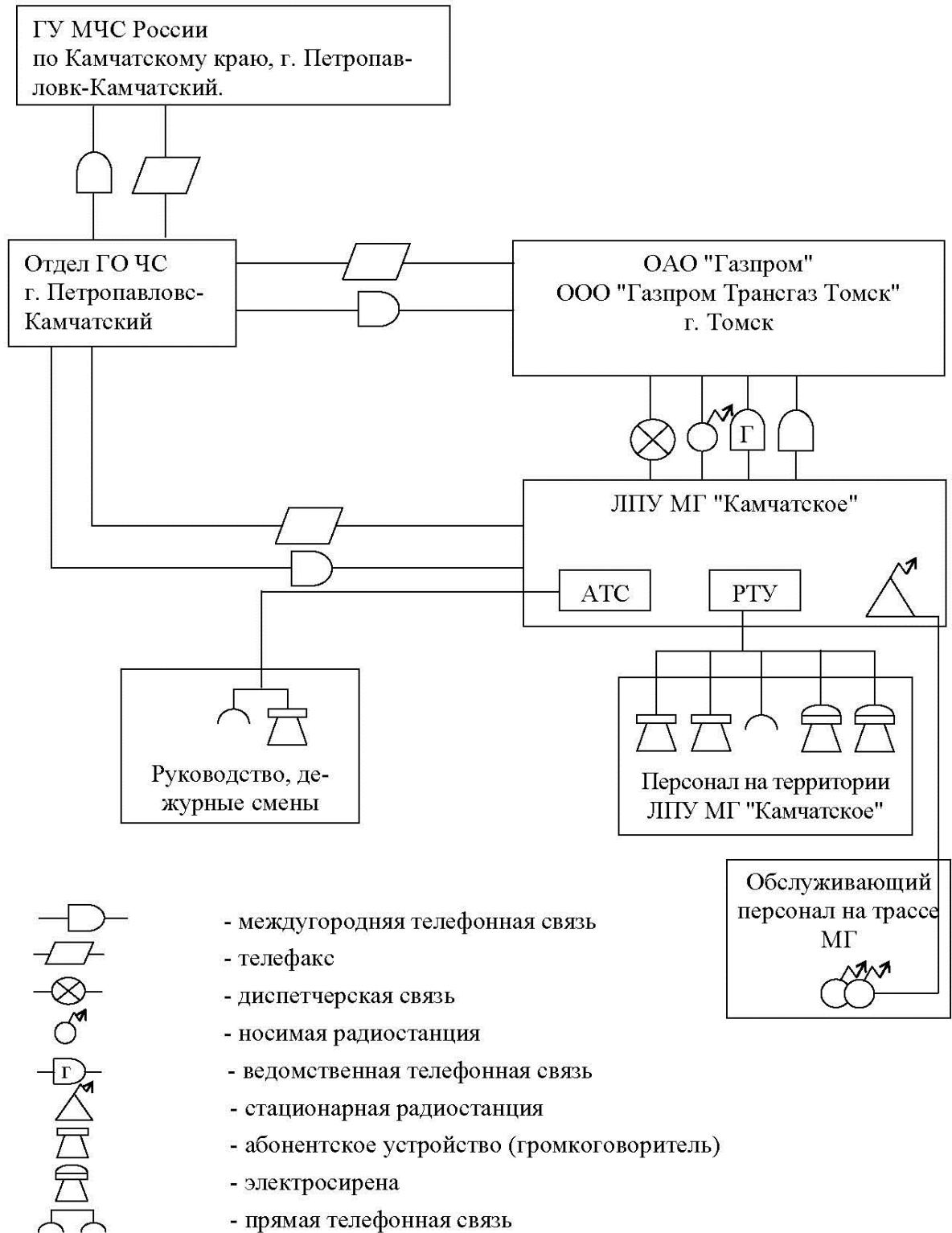


Рис. 5.1. Схема оповещения ГО

#### 5.4.1. Определение зон действия основных поражающих факторов при авариях

В разделе рассмотрены аварии на ПМГ «[REDACTED]», Ду 530. Основным источником опасности рассматриваемого объекта является аварийная ситуация, в результате которой может произойти повреждение трубопровода с последующей утечкой газа и образованием вследствие этого пожара или облака топливно-воздушной смеси (ТВС).

По данным «Отраслевое руководство по анализу и управлению риском, связанным с техногенным воздействием на человека и окружающую среду при сооружении и эксплуатации объектов добычи, транспорта, хранения и переработки углеводородного сырья с целью повышения их надежности и безопасности, М., 1996 г.», при разрушении магистральных газопроводов происходит воспламенение газа непосредственно в месте разрыва. Как следствие этого возникает пожар в 50-55 % случаев.

Независимо от характера разгерметизации образующееся облако ТВС в 20 % случаях рассеивается без воспламенения. В остальных 80 % случаев происходит воспламенение облака ТВС. Это с равной вероятностью приводит к взрывному превращению облака ТВС с образованием воздушной ударной волны (ВУВ) или образованию «огневого шара». На практике, при аварии на МГ с образованием облака ТВС не зарегистрировано образование «огневого шара», поэтому этот сценарий не рассмотрен. Основные повреждения газопроводов могут происходить в результате следующих процессов:

- внутренняя коррозия трубопроводов;
- внешняя коррозия;
- внешнее механическое воздействие;
- структурные отказы или механические дефекты;
- опасные природные процессы.

При разгерметизации газопровода происходит выброс большого количества природного газа в окружающее пространство с образованием топливно-воздушной смеси. При этом возможно воспламенение образовавшегося облака топливно-воздушной смеси. При воспламенении облака топливно-воздушной смеси возможно его взрывное превращение и возникновение воздушной ударной волны (ВУВ). В соответствии с ГОСТ Р 22.0.07-95 поражающими факторами источника техногенной ЧС – воздушной ударной волны являются:

- избыточное давление во фронте ударной волны ( $\Delta P$ ), Па;
- импульс фазы сжатия ( $I_+$ ), Па·с.

Природный газ на 80-98 % состоит из метана. Поэтому удельная теплота сгорания природного газа ( $Q_{сг}$ ) определена с помощью удельной теплоты сгорания метана и равна  $Q_{сг}=4,79 \cdot 10^7$  Дж/кг.

Общая масса горючих паров (газов) взрывоопасного парогазового облака  $m$ , приведенная к единой удельной энергии сгорания, равной 46000 кДж/кг определяется по формуле:

$$m = \frac{E}{4,6 \cdot 10^4} \quad (5.1)$$

где  $E$  - общий энергетический потенциал взрывоопасности (полная энергия сгорания ПГФ, поступившей в окружающую среду при аварийной разгерметизации), кДж.

Общий энергетический потенциал взрывоопасности определяется по формуле:

$$E = E1' + E2', \quad (5.2)$$

где  $E1'$  - сумма энергий адиабатического расширения  $A$  (кДж) и сгорания ПГФ, находящейся в блоке, кДж;

$E2'$  - энергия сгорания ПГФ, поступившей к разгерметизированному участку от смежных участков (газопроводов), кДж:

$$E1' = G1'q' + A, \quad (5.3)$$

где  $G1'$  - масса ПГФ, имеющейся непосредственно в газопроводе, кг;

					Социальная ответственность	Лист
						77
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

$q'$  - удельная теплота сгорания соответственно ПГФ (47857 кДж/кг);

$A$  - энергия сжатой ПГФ, содержащейся непосредственно в газопроводе, кДж.

$$E2' = G2' \cdot q', (5.4)$$

где  $G2'$  - масса ПГФ, поступившая от смежных участков, кг;

$q'$  - удельная теплота сгорания соответственно ПГФ (47857 кДж/кг).

Масса ПГФ, имеющейся непосредственно в газопроводе определяется по формуле:

$$G1' = V0' \cdot \rho_0', (5.5)$$

где  $V0'$  - объем ПГФ, приведенный к нормальным условиям ( $P_0 = 0,1$  МПа).

$\rho_0'$  - плотность ПГФ, приведенный к нормальным условиям ( $P_0 = 0,1$  МПа).

$$V_0' = \frac{P}{P_0} \cdot \frac{V'}{T_1} \cdot T (5.6)$$

где  $P$ ,  $P_0$  - соответственно давления в газопроводе и атмосферное давление (6,4 МПа и 0,1 МПа соответственно);

$V'$  - геометрические объемы ПГФ в газопроводе, м<sup>3</sup>;

$T_1$  - регламентированная температуры ПГФ в газопроводе, (293 К);

$T$  - абсолютная температура среды ПГФ, К;

Геометрический объём ПГФ в газопроводе, ограниченном кранами общей протяженностью 8329,1 м содержащем проектируемый участок.

$$T = T_1 \left( \frac{P_0}{P} \right)^{\frac{k-1}{k}}; (5.7)$$

$$\rho_0' = \rho \left( \frac{P_0}{P} \right)^{\frac{1}{k}}. (5.8)$$

где  $\rho$  - плотность ПГФ при нормальных условиях ( $\rho = 0,683$  кг/м<sup>3</sup>);

$k$  - показатель адиабаты (1,2).

$$T = 293 \text{ К} \cdot (0,1 \text{ МПа} / 6,4 \text{ МПа})^{(1,2-1/1,2)} = 146,5 \text{ К}.$$

$$\rho_0 = 0,7 \text{ кг/м}^3 \cdot (0,1 \text{ МПа} / 6,4 \text{ МПа})^{(1/1,2)} = 0,022 \text{ кг/м}^3.$$

					Социальная ответственность	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		78

$$V0' = (6,4 \text{ МПа} / 0,1 \text{ МПа}) \cdot (1 \text{ 634,6 м}^3 / 293 \text{ К}) \cdot 146,5 \text{ К} = 52 \text{ 307,2 м}^3.$$

$$G1' = V0' \cdot \rho0' = 52 \text{ 307,2 м}^3 \cdot 0,022 \text{ кг/м}^3 = 1150,8 \text{ кг}.$$

Энергия сжатой ПГФ рассчитывается по формуле:

$$A = \frac{1}{k-1} P V' \left[ 1 - \left( \frac{P_0}{P} \right)^{\frac{k-1}{k}} \right]. \quad (5.9)$$

$$A = 1/(1,2-1) \cdot 6,4 \text{ МПа} \cdot 1634,6 \text{ м}^3 [1 - (0,1 \text{ МПа} / 6,4 \text{ МПа})^{(1,2-1/1,2)}] = 25 \text{ 154,0 кДж}.$$

$$E1' = G1' \cdot q' + A = 1150,8 \text{ кг} \cdot 47857 \text{ кДж/кг} + 25 \text{ 154,0 кДж} = 55 \text{ 098 989,6 кДж}.$$

Масса ПГФ, поступившая от смежных участков, определяется по формуле:

$$G2' = \rho_i' \cdot w_i' \cdot S_i' \cdot t_i, \quad (5.10)$$

где  $\rho_i' \cdot w_i' \cdot S_i'$  – производительность газопровода, для проектируемого участка – 178 800 м<sup>3</sup>/час);

$t_i$  – время с момента разгерметизации до полного закрытия запорной арматуры (согласно СТО Газпром 2-4.1-212-2008 время перестановки крана составляет 84 сек = 0,023 часа).

$$G2' = 178 \text{ 800 м}^3/\text{ч} \cdot 0,023 \text{ ч} \cdot 0,683 \text{ кг/м}^3 = 2 \text{ 808,8 кг}.$$

$$E2' = G2' \cdot q' = 2 \text{ 808,8 кг} \cdot 47857 \text{ кДж/кг} = 134 \text{ 420 741,6 кДж}.$$

$$E = E1' + E2' = 55 \text{ 098 989,6 кДж} + 134 \text{ 420 741,6 кДж} = 189 \text{ 519 731,2 кДж}.$$

Общая масса горючих паров (газов) взрывоопасного парогазового облака  $m$  равна:

$$m = 189 \text{ 519 731,2 кДж} / 46000 \text{ кДж/кг} = 4 \text{ 120,0 кг}.$$

Расчёт поражающих факторов ВУВ произведён в соответствии с приложением Е ГОСТ Р 12.3.047-98 и «Сборником методик по прогнозированию возможных аварий, катастроф, стихийных бедствий в РСЧС. Книга 2. "Методика последствий оценки аварий на пожаро- и взрывоопасных объектах"., М1994».

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

Избыточное давление  $\Delta p$ , кПа развиваемое при сгорании газопаровоздушных смесей, определяется соотношением:

$$\Delta p = p_o \cdot \left( \frac{0,8 \cdot m_{np}^{0,33}}{r} + \frac{3 \cdot m_{np}^{0,66}}{r^2} + \frac{5 \cdot m_{np}}{r^3} \right), \quad (5.11)$$

где  $p_o$  - атмосферное давление, равное 101 кПа;

$r$  – расстояние от геометрического центра газопаровоздушного облака,

м.

$m_{np}$  – приведённая масса газа или пара, кг.

Численное значение приведённой массы газа или пара определяется соотношением:

$$m_{np} = \frac{Q_{сг}}{Q_o} \cdot m_{г,п} \cdot Z, \quad (5.12)$$

где  $Q_{сг}$  - удельная теплота сгорания паров газа, Дж/кг;

$Z$  – коэффициент участия;

$Q_o$  – константа, равная  $4,52 \cdot 10^6$  Дж/кг;

$m_{г,п}$  – масса горючих газов или паров, кг.

Импульс  $i$ , Па·с воздушной ударной волны рассчитывают по формуле:

$$i = 123 \cdot m_{np}^{0,66} / r. \quad (5.13)$$

Результаты расчётов приведены в таблице 5.1.

Таблица 5.1. Результаты расчётов при аварии на газопроводе (ВУВ)

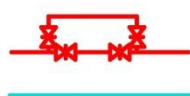
Степень поражения	Приведённая масса газа или пара, $m_{np}$ , кг	Избыточное давление, $\Delta p$ , кПа	Импульс волны давления, $i$ , Па·с	Расстояния от центра облака газопаровоздушной смеси, м
Полное разрушение зданий	4366,1	100	942,3	29,2
50-% разрушение зданий		53	739,7	37,2
Средние повреждения зданий		28	566,2	48,6
Умеренные повреждения зданий (повреждения внутренних перегородок, рам, дверей и т.п.)		12	371,8	74,0
Нижний порог повреждения человека волной давления		5	215,3	127,8
Малые повреждения (разбита часть остекления)		3	147,6	186,4
п. Соболево (без последствий)		$\approx 0$	$\approx 0$	31000



Границы действия ВУВ при взрыве газа показаны на рисунке 5.2.



Условные обозначения:



- проектируемый ПМГ  
- границы зон действия ВУВ при взрыве газа

R1 - граница зоны полных разрушений:  
 $R=29,2$  м,  $P=100$  кПа,  $i=942,3$  Па х с;  
R2 - граница зоны 50 %- ных разрушений:  
 $R=37,2$  м,  $P=53$  кПа,  $i=739,7$  Па х с;  
R3 - граница зоны средних повреждений:  
 $R=48,6$  м,  $P=28$  кПа,  $i=566,2$  Па х с;

R4 - граница зоны умеренных повреждений:  
 $R=74$  м,  $P=12$  кПа,  $i=371,8$  Па х с;  
R5 - граница зоны нижнего порога повреждений человека волной давления:  
 $R=127,8$  м,  $P=5$  кПа,  $i=215,3$  Па х с;  
R6 - граница зоны малых повреждений:  
 $R=186,4$  м,  $P=3$  кПа,  $i=147,6$  Па х с

Рис. 5.2. Границы действия ВУВ при взрыве газа

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

Социальная ответственность

Лист

81

## 6. ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ

Магистральный газопровод «[REDACTED]», пересекает р. [REDACTED] на 9 - 10 км по трассе МГ и предназначен для транспортировки природного газа.

Техническая характеристика существующего магистрального газопровода (МГ):

- диаметр трубопровода и толщина стенки - 530x9,0 мм;
- максимальное рабочее давление – 6,4 МПа;
- температура перекачиваемого газа – до плюс 11 °С;

Место расположения производства работ - Соболевский район Камчатского края, 390 км от г. Петропавловск-Камчатский.

### 6.1. Составление сводного сметного расчета

Расчет основных работ и стоимости оборудования выполнен в ценах 2001 года по ЭСН СТО Газпром 2-2.2-336-2009 [22], ТЕР Камчатского края (7 зона) и ГЭСН на виды работ, не вошедшие в ТЕР.

Индексы пересчёта в цены на II квартал 2016 года:

- Письмо Минстроя России № 17269-ХМ/09 от 03.06.2016 г. Индекс изменения сметной стоимости строительно-монтажных работ к ТЕР-2001 для Камчатского края по состоянию на II квартал 2016 года равен 4,53;
- Письмо ОАО "Газпром" №03/13/1-623 от 19.03.2014 г. Индекс-дефлятор на 2015 год  $K=1,0464$ ;
- Письмо ОАО "Газпром" №03/13/1-623 от 19.03.2014 г. Индекс-дефлятор на 2016 год  $K=1,0496$ .

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	<i>Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение</i>			
Разраб.		Степкин Н.А.			<i>Капитальный ремонт перехода через водную преграду магистрального газопровода путем замены вантового перехода на балочный</i>	Лит.	Лист	Листов
Руководит.		Богданов А.Л.					82	97
Консульт.						<i>ТПУ гр. 2Б2А</i>		
Зав. Каф.		Рудаченко А.В.						

В сводном сметном расчёте учтены дополнительные затраты:

- Временные здания и сооружения – определены на основании ГСН 81-05-01-2001, приложение 1, пункт 5.6.2.2. [35]; ТЧ пункт 2.1 в размере 2,16% (от СМР за минусом стоимости трубной продукции);
- Дополнительные затраты, связанные с производством работ в зимнее время – в соответствии с ГСН 81-05-02-2007 таблица 4 пункт 6.1. [36]; ТЧ пункт 8.; приложение 1 пункт 41г в размере 5,544% (от СМР за минусом стоимости трубной продукции);
- Командировочные расходы рабочих (суточные) - расчёт №3;
- Затраты, связанные с доставкой рабочих на объект - расчёт №4;
- Затраты на проживание рабочих - расчёт №5;
- Затраты на перебазировку техники – расчет №6;
- Непредвиденные затраты в размере 3%;
- НДС в размере 18%;
- Ставка дисконтирования в размере 12%.

Сводный сметный расчет стоимости строительства рассматривается как документ, определяющий сметный лимит средств, необходимых для полного завершения строительства всех объектов, предусмотренных проектом. Утвержденный в установленном порядке сводный сметный расчет стоимости строительства служит основанием для определения лимита капитальных вложений и открытия финансирования строительства. Сводный сметный расчет стоимости строительства составляется на основе объектных смет и сметных расчетов на отдельные виды затрат.

В таблице 6.1 представлен локальный сметный расчет, который составлен на основании следующих исходных данных:

- параметры сооружений, их частей и конструктивных элементов, принятых в проекте;
- объемы работ из ведомостей объемов работ, проектных чертежей;
- спецификации и номенклатуры оборудования и инвентаря.

					<i>Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		83

Таблица 6.1. Локальный сметный расчет

№ пп	Номера сметных расчетов (смет)	Наименование работ и затрат	Сметная стоимость, тыс.руб.				Средства на оплату труда, тыс.руб.
			ремонтно- строительных работ	ремонтно- монтажных работ	прочих затрат	Всего	
1	2	3	4	5	7	8	9
<b>Локальные сметные расчеты</b>							
1	01-01	Расчистка территории от лесорастительности	66,92876			66,92876	4,01917
2	01-02	Рекультивация земель	1 848,57067			1 848,57067	35,90775
3	02-01	Замена дефектных участков газопровода. Резервная нитка	36 893,81510	5,49108		36 899,30618	1 831,99162
4	02-01-TP	<i>Стоимость трубы поставки Заказчика. Резервная нитка (справочно в текущих ценах)</i>	21 145,75668			21 145,75668	
5	02-02	Замена дефектных участков газопровода. Основная нитка	31 756,36546	5,39346		31 761,75892	1 594,12718
6	02-02-TP	<i>Стоимость трубы поставки Заказчика. Основная нитка (справочно в текущих ценах)</i>	21 139,57446			21 139,57446	
7	02-03	Очистка полости и испытания газопровода. Резервная нитка	2 685,43203	0,09762		2 685,52965	231,48779
8	02-04	Очистка полости и испытания газопровода. Основная нитка	2 759,40680	0,09762		2 759,50442	237,52302
9	02-05	Демонтажные работы. Резервная нитка	1 691,55461			1 691,55461	283,36755
10	02-06	Демонтажные работы. Основная нитка	1 881,47748			1 881,47748	312,63441
11	02-07	Противоэрозионные и берегоукрепительные мероприятия	78 053,40609			78 053,40609	4 765,91783
12	02-08	Монтаж мостов ТММ-3	716,87121			716,87121	36,57062
13	04-01	Электрохимическая защита. Резервная нитка	29,89762	8,55124		38,44886	7,57659
14	04-02	Электрохимическая защита. Основная нитка	29,89762	8,55124		38,44886	7,57659
		Итого по разделу "Локальные сметные расчеты"	158 413,62345	28,18226		158 441,80571	9 348,70012

Продолжение таблицы 6.1. Локальный сметный расчет

	Письмо Минстроя России № 17269-ХМ/09 от 03.06.2016 г	Индекс изменения сметной стоимости строительно-монтажных работ к ТЕР-2001 для Камчатского края по состоянию на II квартал 2016 года: СМР=4,53; ФОТ=4,53	689 099,26201	122,59283		689 221,85484	40 666,84552
	Письмо ОАО "Газпром" №03/13/1-623 от 19.03.2014 г.	Индекс-дефлятор на 2015 г.: СМР=1,0464;ФОТ=1,0464	751 118,19559	133,62618		751 251,82177	44 326,86162
	Письмо ОАО "Газпром" №03/13/1-623 от 19.03.2014 г.	Индекс-дефлятор на 2016 г.: СМР=1,0496;ФОТ=1,0496	810 456,53304	144,18265		810 600,71569	47 828,68369

Затраты по строительству и разборке временных зданий и сооружений включают в себя затраты по строительству и разборке титульных временных зданий и сооружений, специально возводимых на период строительства, необходимых для производства строительно-монтажных работ и обслуживанию работников строительства. Данные по затратам на строительство и разборку временных зданий и сооружений представлены в таблице 6.2.

Расчет прочих работ и затрат (табл. 6.3) включает в себя дополнительные затраты, связанные с производством работ в зимнее время, затраты связанные с доставкой и проживанием рабочих, затраты на командировочные расходы, плата за природопользование и воздействие на окружающую среду. Данные по расчету прочих работ и затрат представлены в таблице 6.3.

В таблицу 6.4 включаются затраты на проектные и изыскательские работы, авторский надзор (не более 0,2% от сметной стоимости), которые определяются с помощью сборников базовых цен. Дополнительно включаются непредвиденные затраты (3% от сметной стоимости) и налог на добавленную стоимость (18%).

					<i>Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		86

Таблица 6.2. Затраты по строительству и разборке временных зданий и сооружений

<b>Временные здания и сооружения</b>							
15	ГСН 81-05-01-2001 Прил.1 п.5.6.2.2.; ТЧ п.2.1 [35]	Временные здания и сооружения 2,7%*0,8=2,16%	16 592,49796	3,11435		16 595,61231	
16	08-01	Временные переезды через газопровод	2 724,86145			2 724,86145	13,18589
17	08-02	Временные вдольтрассовые технологические проезды	291,61939			291,61939	48,49220
18	08-03	Амбар для слива воды после гидроиспытаний	12,18841			12,18841	1,29463
19	08-04	Временные съезды с существующих дорог, объезды и площадки	5 762,86995	1,28586		5 764,15581	112,17992
20	08-05	Временные ледовые переправы и сопряжения с берегом	750,24586			750,24586	45,16549
21		Итого по разделу "Локальные сметные расчеты"	9 541,78506	1,28586		9 543,07092	220,31813
22	Письмо Минстроя России № 17269-ХМ/09 от 03.06.2016 г	Индекс изменения сметной стоимости строительно-монтажных работ к ТЕР-2001 для Камчатского края по состоянию на II квартал 2016 года: СМР=4,53; ФОР=4,53	41 506,76501	5,59349		41 512,35850	958,38387
23	Письмо ОАО "Газпром" №03/13/1-623 от 19.03.2014 г.	Индекс-дефлятор на 2015 г.: СМР=1,0464; ФОР=1,0464	45 242,37386	6,09690		45 248,47076	1 044,63842
24	Письмо ОАО "Газпром" №03/13/1-623 от 19.03.2014 г.	Индекс-дефлятор на 2016 г.: СМР=1,0496; ФОР=1,0496	48 816,52139	6,57856		48 823,09995	1 127,16486
		Итого по разделу "Временные здания и сооружения"	65 409,01935	9,69291		65 418,71226	1 127,16486
		Итого с учетом раздела "Временные здания и сооружения"	875 865,55239	153,87556		876 019,42795	48 955,84855

Таблица 6.3. Расчет прочих работ и затрат

Прочие работы и затраты							
25	ГСН 81-05-02-2007 Табл.4 п.6.1.; ТЧ п.8.; Прил.1 п.41г [36]	Дополнительные затраты, связанные с производством работ в зимнее время 6,3%*0,8*1,1=5,544%	46 213,68747	8,53086		46 222,21833	
26	Расчет №3	Командировочные расходы рабочих (суточные)			8 729,10000	8 729,10000	
27	Расчет №4	Затраты, связанные с доставкой рабочих на объект			36 958,59130	36 958,59130	
28	Расчет №5	Затраты на проживание рабочих			16 003,35000	16 003,35000	
29	Расчет №6	Затраты на перебазировку техники			27 879,51598	27 879,51598	
30	МООС	Плата за воздействие на окружающую среду			1 924,24955	1 924,24955	
31	МООС	Плата за природопользование			0,07965	0,07965	
32	МООС	Ущерб животному миру			107,25261	107,25261	
33	МООС	Ущерб рыбному хозяйству			873,13979	873,13979	
34	09-01	<i>Первоначальная очистка территории от снега</i>	120,13099			120,13099	21,49855
35	09-02	<i>Содержание и восстановление вдольтрассового проезда</i>	3 036,32352		1 519,59336	4 555,91688	217,37002
36	09-03	<i>Пусконаладочные работы ЭХЗ. Резервная нитка</i>			1,74548	1,74548	0,82334
37	09-04	<i>Пусконаладочные работы ЭХЗ. Основная нитка</i>			1,74548	1,74548	0,82334
38		<i>Итого по разделу "Локальные сметные расчеты"</i>	3 156,45451		1 523,08432	4 679,53883	240,51525
39	<i>Письмо Минстроя России № 17269-ХМ/09 от 03.06.2016 г</i>	<i>Индекс изменения сметной стоимости строительно-монтажных работ к ТЕР-2001 для Камчатского края по состоянию на II квартал 2016 года: СМР=4,53; ФОР=4,53</i>	13 730,57712		6 625,41679	20 355,99391	1 046,24134
40	<i>Письмо ОАО "Газпром" №03/13/1-623 от 19.03.2014 г.</i>	<i>Индекс-дефлятор на 2015 г.: СМР=1,0464; ФОР=1,0464</i>	14 966,32906		7 221,70430	22 188,03336	1 140,40306
41	<i>Письмо ОАО "Газпром" №03/13/1-623 от 19.03.2014 г.</i>	<i>Индекс-дефлятор на 2016 г.: СМР=1,0496; ФОР=1,0496</i>	16 148,66906		7 792,21894	23 940,88800	1 230,49490
		Итого по разделу "Прочие работы и затраты"	62 362,35653	8,53086	100 267,49782	162 638,38521	1 230,49490
		Итого с учетом раздела "Прочие работы и затраты"	938 227,90892	162,40642	100 267,49782	1 038 657,81316	50 186,34345



Таблица 6.4. Расчет затрат по проектным и изыскательским работам, непредвиденным затратам и налогам

<b>Проектные и изыскательские работы</b>							
42	Договор, доп. согл.	Проектные работы			10 461,85480	10 461,85480	
43	Договор, доп. согл.	Изыскательские работы			13 413,63564	13 413,63564	
44	МДС 81-35.2004, п.4.91 [34]	Авторский надзор 0,2%			1 876,78063	1 876,78063	
		Итого по разделу "Проектные и изыскательские работы"			25 752,27107	25 752,27107	
		Итого с учетом раздела "Проектные и изыскательские работы"	938 227,90892	162,40642	126 019,76889	1 064 410,08423	50 186,34345
<b>Непредвиденные затраты</b>							
45	МДС 81-35.2004, п.4.96 [34]	Резерв средств на непредвиденные работы и затраты 3%	28 146,83727	4,87219	3 780,59307	31 932,30253	
		Итого по разделу "Непредвиденные затраты"	28 146,83727	4,87219	3 780,59307	31 932,30253	
		Итого с учетом раздела "Непредвиденные затраты"	966 374,74619	167,27861	129 800,36196	1 096 342,38676	50 186,34345
<b>Налоги и обязательные платежи</b>							
46	МДС 81-35.2004, п.4.100 [34]	НДС 18%	173 947,45431	30,11015	23 364,06515	197 341,62961	
		Итого по разделу "Налоги и обязательные платежи"	173 947,45431	30,11015	23 364,06515	197 341,62961	
		<b>Всего по объектной смете</b>	<b>1 140 322,20050</b>	<b>197,38876</b>	<b>153 164,42711</b>	<b>1 293 684,01637</b>	<b>50 186,34345</b>

Таким образом, затраты на сооружение балочного перехода магистрального газопровода « [REDACTED] [REDACTED] » через реку [REDACTED] составляют 1,293 млрд. руб.

## 6.2. Оценка экономической эффективности и срока окупаемости проекта

Рассчитаем балансовую стоимость объекта, как сумму фактических затрат на строительство за исключением налога на добавленную стоимость:

$$1,293 \cdot 0,82 = 1,060 \text{ млрд. руб.}$$

Рассчитаем годовой доход от транспортировки газа.

Годовая пропускная способность (производительность) газопровода составляет 750 млн. м<sup>3</sup>/год.

Согласно приказу Федеральной службы по тарифам «Об утверждении тарифов на услуги по транспортировке газа по магистральным газопроводам ОАО «Газпром», входящих в Единую систему газоснабжения» на территории Камчатского края расчетная величина среднего тарифа для конечных потребителей на 2014 года составила 2094,8 руб./1000 м<sup>3</sup>.

Годовой доход предприятия, оказывающего транспортные услуги, составляет:

$$2094,8 \cdot 750 \cdot 10^3 = 1571,1 \text{ млн. руб.}$$

Общая протяженность газопровода составляет 392 км. Проектируемый участок составляет 2,28 % от общей протяженности. Таким образом, доход, приходящийся на проектируемый участок, составит:

$$1571,1 \cdot 0,0228 = 35,82 \text{ млн. руб.}$$

Таблица 6.5. План денежных потоков

№	Показатель, млн.руб	Номер шага (периода)расчета (t)						
		0	1	2	3	4	5	6
Операционная деятельность								
1	Выручка без НДС	0,0	1095,8	40,1	44,9	50,3	56,4	63,2

Окончание таблицы 6.2. План денежных потоков

2	Полные текущие издержки, в том числе:	0,0	-1293,7	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
3	проектные и изыскательские работы	0,0	-25,8	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
4	прямые материальные затраты	0,0	-810,6	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
5	временные здания и сооружения	0,0	-65,4	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
6	дополнительные затраты, связанные с производством работ в зимнее время	0,0	-46,2	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
7	командировочные, затраты на проживание и перебазировку техники, прочие	0,0	-116,4	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
8	Непредвиденные затраты 3% от $\sum n.2 - n.7$	0,0	-31,9	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
9	Налоги и обязательные платежи, НДС 18%	0,0	-197,3	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
10	Денежный поток от производственной (операционной) деятельности (п.1-п.2)	0,0	-197,9	40,1	44,9	50,3	56,4	63,2
<b>Инвестиционная деятельность</b>								
11	Поступление инвестиций	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
12	Сальдо суммарного потока	0,0	-197,5	40,1	44,9	50,3	56,4	63,2
13	Сальдо накопленного потока	0,0	-197,5	-	-112,5	-62,2	-5,8	57,4
14	Коэффициент дисконтирования при ставке дохода 12%	1,00	0,893	0,79 7	0,711	0,636	0,567	0,507
15	Дисконтированное сальдо суммарного потока (стр.12*стр.14)	0,0	-176,4	32	31,9	32	32	32
16	Дисконтированные инвестиции	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0

Моментом окупаемости данного участка газопровода является тот наиболее ранний момент времени, после которого текущий чистый доход становится и в дальнейшем остается неотрицательным. Исходя из представленного плана денежных потоков, окупаемость достигается на 6 год.

Для уточнения срока окупаемости принимается, что в пределах одного периода сальдо накопленного потока меняется линейно. Тогда "расстояние" от начала периода до момента окупаемости (выраженное в продолжительности периода) определяется по формуле:

$$t = \frac{-C_{н3}}{C_{сум4}} = \frac{5,8}{63,2} = 0,09 \quad (6.1)$$

Срок окупаемости, отсчитанный от начала нулевого периода, составляет 6,09 лет, если же отсчитывать его от начала операционной деятельности (конец нулевого периода), он окажется равным 5,09 года.

### 6.3. Анализ структуры затрат

На основании произведенных в предыдущем разделе сметных расчетов составлена диаграмма анализа структуры затрат. Исходя из представленных данных показано, что основная статья затрат – прямые материальные затраты в которые входят основные виды работ. Данные затраты не могут быть снижены так как в проекте выбран оптимальный метод производства работ, разработанная организация проведения работ – исключает избыточные работы. Статья затрат по налоговым выплатам также не может быть снижена. Для оптимизации затрат может быть предложено повышение уровня механизации работ. Это позволит сократить затраты на заработную плату. Также необходимо руководствоваться разработанными в главе «социальная ответственность» мероприятиями по снижению негативного воздействия на окружающую среду, что позволит сократить затраты на выплаты за природопользование и за воздействие на окружающую среду. В сметный расчет также включены непредвиденные

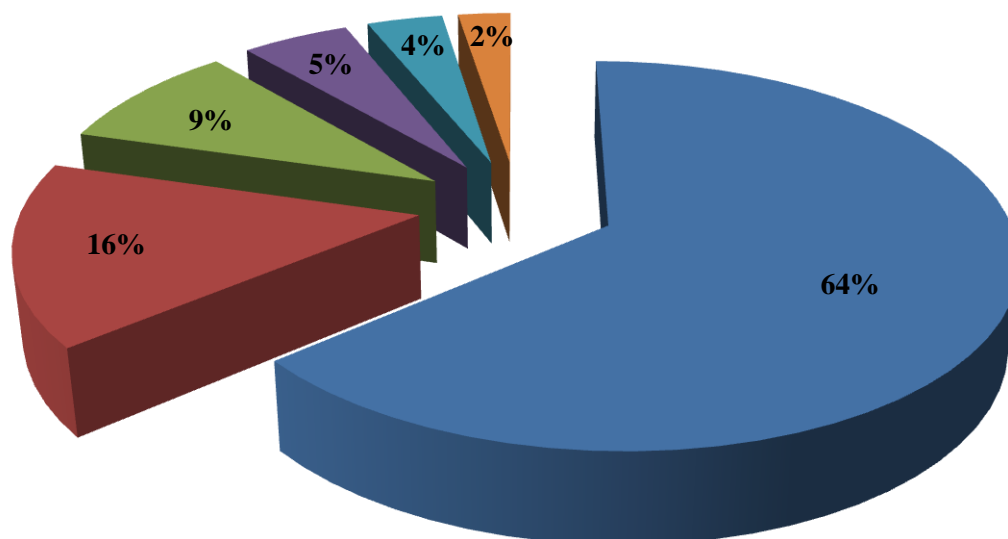
					<i>Финансовый менеджмент,</i>	<i>Лист</i>
					<i>ресурсоэффективность и ресурсосбережение</i>	<i>92</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		

затраты в размере 3% от сметной стоимости проекта. Данные затраты также могут быть оптимизированы.

Таким образом предполагаемая оптимизация затрат составит 3 - 5%.

### Анализ структуры затрат

- Прямые материальные затраты
- Налоги и обязательные платежи
- Командировочные, затраты на проживание и перебазировку техники, прочие
- Временные здания и сооружения
- Дополнительные затраты, связанные с производством работ в зимнее время
- Непредвиденные затраты



## ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В дипломном проекте на тему «Проектирование балочного перехода магистрального газопровода «[REDACTED]» через реку [REDACTED]», представлена характеристика объекта проектирования, дано описание трассы магистрального газопровода. На основании представленных данных проведен сравнительный анализ возможных методов ремонта, произведен выбор оптимального метода. В соответствии со СНиП 2.05.06-85\* [13] выполнен технологический расчет магистрального газопровода. Предоставлены технические решения организации работ по строительству балочного перехода магистрального газопровода. Произведен анализ опасных и вредных производственных факторов, возникающих при сооружении объекта, рассмотрены технические мероприятия, направленные на обеспечение безопасной жизнедеятельности и ликвидации возможных чрезвычайных ситуаций. Произведен анализ возможных воздействий на окружающую среду, предложены мероприятия по снижению неблагоприятных воздействий. Рассмотрены затраты возникающие при строительстве объекта, произведен расчет срока окупаемости проекта, который составляет 5,09 лет. Дана оценка экономической эффективности выбранного варианта технического решения.

					<i>Заключение</i>			
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата				
Разраб.		Степкин Н.А.			<i>Капитальный ремонт перехода через водную преграду магистрального газопровода путем замены вантового перехода на балочный</i>	Лит.	Лист	Листов
Руководит.		Богданов А.Л.					94	97
Консульт.						<i>ТПУ гр. 2Б2А</i>		
Зав. Каф.		Рудаченко А.В.						

## СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. ВППБ 01-04-98. Правила пожарной безопасности для предприятий и организаций газовой промышленности/Минтопэнерго. – М., 1998
2. ВСН 006-89. Строительство магистральных и промысловых трубопроводов. Сварка/Миннефтегазстрой. – М., 1989
3. ВСН 008-88. Строительство магистральных и промысловых трубопроводов. Противокоррозионная и тепловая изоляция/Миннефтегазстрой. – М., 1990
4. ВСН 012-88. Строительство магистральных и промысловых трубопроводов. Контроль качества и приемка работ. Часть 1 и 2/Миннефтегазстрой. – М., 1989
5. ВСН 014-89. Строительство магистральных и промысловых трубопроводов. Охрана окружающей среды/Миннефтегазстрой. – М., 1990
6. ВСН 2-144-82. Инструкция по технологии и организации строительства трубопроводов из труб с заводской изоляцией/Миннефтегазстрой. – М., 1982
7. ПБ 10-382-00. Правила устройства и безопасной эксплуатации грузоподъемных кранов/Госгортехнадзор России. – М., 2001
8. ГОСТ 14918-80. Сталь тонколистовая оцинкованная с непрерывных линий. Технические условия/Государственный комитет СССР по стандартам. – М., 1981.
9. ГОСТ 9.402-2004. Покрyтия лакокрасочные. Подготовка металлических поверхностей перед окрашиванием/Стандартинформ. – М., 2005
10. ГОСТ Р 51164-98. Трубопроводы стальные магистральные. Общие требования к защите от коррозии/Госстандарт России. – М., 1998
11. СНиП 12-03-2001. Безопасность труда в строительстве. Часть 1. Общие требования/Госстрой России. – М.: Стройиздат, 2001
12. СНиП 12-04-2002. Безопасность труда в строительстве. Часть 2. Строительное производство/Госстрой России. – М.: Стройиздат, 2003
13. СНиП 2.05.06-85\*. Магистральные трубопроводы/Госстрой России. – М.: Стройиздат, 1996

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	<i>Список литературы</i>			
Разраб.		Степкин Н.А.			<i>Капитальный ремонт перехода через водную преграду магистрального газопровода путем замены вантового перехода на балочный</i>	<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
Руководит.		Богданов А.Л.				95	97	
Консульт.						<i>ТПУ гр. 2Б2А</i>		
Зав. Каф.		Рудаченко А.В.						

14. СНиП 23-01-99\*. Строительная климатология/Госстрой России. – М.: Стройиздат, 2000
15. СНиП 3.03.01-87. Несущие и ограждающие конструкции/Госстрой СССР. – М.: Стройиздат, 1988
16. СНиП III-42-80\*. Магистральные трубопроводы. Правила производства и приемки работ/ Госстрой СССР. – М.: Стройиздат, 1981
17. СП 111-34-96. Свод правил сооружения магистральных газопроводов. Очистка полости и испытание газопроводов/Газпром. – М., 1996
18. СТО Газпром 14-2005. Типовая инструкция по безопасному проведению огневых работ на газовых объектах ОАО "Газпром". – М., 2005
19. СТО Газпром 2-2.1-131-2007. Инструкция по применению стальных труб на объектах ОАО "Газпром". – М., 2007
20. СТО Газпром 2-2.2-136-2007. Инструкция по технологиям сварки при строительстве и ремонте промысловых и магистральных газопроводов. Часть I/Газпром. – М., 2007
21. СТО Газпром 2-2.2-137-2007. Инструкция по технологиям сварки при строительстве и ремонте промысловых и магистральных газопроводов. Часть II/Газпром. – М., 2007
22. СТО Газпром 2-2.2-336-2009. Сметные нормативы на производство капитального ремонта линейной части магистральных трубопроводов и величины накладных расходов/Газпром. – М., 2009
23. СТО Газпром 2-2.3-231-2008. Правила производства работ при капитальном ремонте линейной части магистральных газопроводов/Газпром. – М., 2008
24. СТО Газпром 2-3.5-354-2009. Порядок проведения испытаний магистральных газопроводов в различных природно-климатических условиях/Газпром. – М., 2009
25. СТО Газпром 2-2.4-083-2006. Инструкция по неразрушающим методам контроля качества сварных соединений при строительстве и ремонте промысловых и магистральных газопроводов/Газпром. – М., 2006
26. СТО 001-2009. Защита металлических мостов от коррозии методом окрашивания/Газпром. – М., 2009

					<i>Список литературы</i>	<i>Лист</i>
						96
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		



27. ТУ 1381-012-05757848-2005. Трубы стальные электросварные прямошовные наружным диаметром 508-1420 мм для магистральных трубопроводов на рабочее давление до 9,8 МПа. Технические условия/ОАО «Выксунский металлургический завод». – М., 2005
28. ТУ 1468-002-94494149-2009. Отводы гнутые для магистральных трубопроводов. Технические условия/ОАО «Выксунский металлургический завод». – М., 2009
29. ТУ 2245-010-05336443-2013. Манжета термоусаживающаяся «ТЕРМОРАД–МСТ». Технические условия/ООО «Гефест – Ростов». – Ростов, 2013
30. ТУ 2246-001-96017324-2010. Скальный лист СЛ однослойный. Технические условия. М., 2010
31. ТУ 2313-002-92638584-2011. Система защитного покрытия эмали. Технические условия. М., 2011
32. ТУ 26-0401-725-86. Чугунные полугрузы. Технические условия/ООО "ЛЗ"ПЗМ". – М., 2009
33. ТУ 5767-006-56925804-2007. Пеноплекс. Технические условия;
34. МДС 81-35.2004. Методика определения стоимости строительной продукции на территории российской федерации/Госстрой России. – М., 2004
35. ГСН 81-05-01-2001. Сборник сметных норм затрат на строительство временных зданий и сооружений/Госстрой России. – М., 2001
36. ГСН 81-05-02-2007. Сборник сметных норм дополнительных затрат при производстве строительно-монтажных работ в зимнее время/Госстрой России. – М., 2007
37. Айнбиндер А.Б., Камерштейн А.Г. Расчет магистральных трубопроводов на прочность и устойчивость. Справочное пособие. — М., Недра, 1982. — 341 с.
38. Капитальный ремонт магистральных трубопроводов / В.А. Березин, К.Е. Ращепкин и др.- М.: Недра, 1978.-364 с.

					<i>Список литературы</i>	<i>Лист</i>
						97
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		