

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

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

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

Тема работы
«Сооружение магистральных газопроводов при прокладке в сейсмически активных районах» УДК <u>622.691.4.053.073:550.343.4</u>

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б4А	Олчонова А.В.		

Руководитель

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

КОНСУЛЬТАНТЫ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
ассистент	Макашева Ю.С.			

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
ассистент	Абраменко Н.С.			

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

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

<p>Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов</p> <p><i>(аналитический обзор по литературным источникам с целью выяснения достижений мировой науки техники в рассматриваемой области; постановка задачи исследования, проектирования, конструирования; содержание процедуры исследования, проектирования, конструирования; обсуждение результатов выполненной работы; наименование дополнительных разделов, подлежащих разработке; заключение по работе).</i></p>	<ol style="list-style-type: none"> 1) проанализировать литературу по теме сооружение магистральных газопроводов в сейсмоопасных участках; 2) изучить виды сейсмических волн и их особенности; 3) рассмотреть особенности прокладки газопровода подземным и надземными способами в сейсмически активных районах; 4) выявить конструктивные решения для повышения сейсмостойчивости газопровода; 5) провести расчет трубопровода на прочность и устойчивость.
--	--

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

Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы
(с указанием разделов)

Раздел	Консультант
«Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»	Макашева Ю.С., ассистент ОСГН
«Социальная ответственность»	Абраменко Н.С., ассистент ОКД

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

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

Задание выдал руководитель:

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

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б4А	Олчонова Алина Владимировна		

ТРЕБОВАНИЯ К РЕЗУЛЬТАТАМ ОСВОЕНИЯ ПРОГРАММЫ БАКАЛАВРИАТА

Планируемые результаты обучения

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

<i>Код Результата</i>	<i>Результат обучения (выпускник должен быть готов)</i>	<i>Требования ФГОС, критериев и/или заинтересованных сторон</i>
	решения расчетно-аналитических задач в области нефтегазового дела	ПК-23, ПК-24, ПК-25, ПК-26).
<i>в области проектной деятельности</i>		
P8	Использовать стандартные программные средства для составления проектной и рабочей и технологической документации объектов бурения нефтяных и газовых скважин, добычи, сбора, подготовки, транспорта и хранения углеводородов	Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (УК-2, ОПК-3, ОПК-5, ОПК-6, ПК-27, ПК-28, ПК-29, ПК-30), (АВЕТ-3с), (ЕАС-4.2-е).
Профиль «Эксплуатация и обслуживание объектов транспорта и хранения нефти, газа и продуктов переработки»		
P9	Применять диагностическое оборудование для проведения технического диагностирования объектов ЛЧМГ и ЛЧМН	Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (ОПК-4, ОПК-5, ПК-9, ПК-14), требования профессионального стандарта 19.016 "Специалист по диагностике линейной части магистральных газопроводов".
P10	Выявлять неисправности трубопроводной арматуры, камер пуска и приема внутритрубных устройств, другого оборудования, установленного на ЛЧМГ и ЛЧМН	Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (ОПК-5, ОПК-6, ПК-9, ПК-11), требования профессионального стандарта 19.010 "Специалист по транспортировке по трубопроводам газа".
P11	Оценивать результаты диагностических обследований, мониторингов, технических данных, показателей эксплуатации объектов ЛЧМГ и ЛЧМН	Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (ОПК-6, ОПК-7, ПК-4, ПК-7, ПК-13), требования профессионального стандарта 19.010 "Специалист по транспортировке по трубопроводам газа".

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

Инженерная школа природных ресурсов (ИШПР)
 Направление подготовки (специальность) 21.03.01 «Нефтегазовое дело»
 Профиль «Эксплуатация и обслуживание объектов транспорта и хранения нефти, газа и продуктов переработки»
 Уровень образования бакалавриат
 Отделение нефтегазового дела
 Период выполнения _____ (осенний / весенний семестр 2017/2018 учебного года)

Форма представления работы:

бакалаврская работа

КАЛЕНДАРНЫЙ РЕЙТИНГ-ПЛАН
выполнения выпускной квалификационной работы

Срок сдачи студентом выполненной работы:	19.06.2018
--	------------

Дата контроля	Название раздела (модуля) / вид работы (исследования)	Максимальный балл раздела (модуля)
10.02.2018	<i>Виды сейсмических волн и их воздействие на трубопровод</i>	10
20.02.2018	<i>Особенности подземной и надземной прокладки газопровода в сейсмически активных районах</i>	10
05.03.2018	<i>Конструктивные решения обеспечения устойчивости газопровода</i>	15
25.03.2018	<i>Расчет газопровода на прочность и устойчивость</i>	15
07.04.2018	<i>Финансовый менеджмент</i>	10
21.04.2018	<i>Социальная ответственность</i>	10
02.05.2018	<i>Заключение</i>	10
16.05.2018	<i>Презентация</i>	20

Составил преподаватель:

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

СОГЛАСОВАНО:

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

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

Студенту:

Группа	ФИО
2Б4А	Олчоной Алине Владимировне

Инженерная школа	Природных ресурсов	Отделение	Нефтегазового дела
Уровень образования	Бакалавриат	Направление/специальность	21.03.01 «Нефтегазовое дело» профиль <u>«Эксплуатация и обслуживание объектов транспорта и хранения нефти, газа и продуктов переработки»</u>

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

<p>1. <i>Стоимость ресурсов научного исследования (НИ): материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих</i></p>	<p>Раздел ВКР состоит из двух частей: расчётно-пояснительной и графической. В свою очередь, расчётно - пояснительная часть включает: методику расчёта показателей, нормативно-правовую базу, используемую для расчётов, исходные данные для расчёта и их источники, результаты расчётов затрат на выполняемые работы. Графическая часть состоит из: графика выполнения работ, структуры статей сметы на выполнение работ.</p>
<p>2. <i>Нормы и нормативы расходования ресурсов</i></p>	<p>Нормы расхода материалов, тарифные ставки заработной платы рабочих, нормы амортизационных отчислений, нормы времени на выполнение операций в ходе выполнения операций, нормы расхода материалов и др.</p>
<p>3. <i>Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования</i></p>	<p>Страховые взносы 30 % от фонда оплаты труда; ставка налога на прибыль 20% ;налог на добавленную стоимость 18%</p>

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

<p>1. <i>Оценка коммерческого потенциала, перспективности и альтернатив проведения НИ с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения</i></p>	<p>Расчет затрат и финансового результата при реализации проекта</p>
<p>2. <i>Планирование и формирование бюджета научных исследований</i></p>	<p>Линейный график выполнения работ</p>
<p>3. <i>Определение ресурсной (ресурсосберегающей), финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности исследования</i></p>	<p>Определение экономической эффективности внедрения новой техники или технологии</p>

Перечень графического материала (с точным указанием обязательных чертежей):

<p>1. Линейный календарный график выполнения работ 2. Структура сметной стоимости работ</p>	
---	--

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

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
ассистент	Макашева Ю.С.			

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б4А	Олчонова Алина Владимировна		

**ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА
«СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»**

Студенту:

Группа	ФИО
2Б4А	Олчиной Алине Владимировне

Инженерная школа	Природных ресурсов	Отделение	Нефтегазового дела
Уровень образования	Бакалавриат	Направление/специальность	21.03.01 «Нефтегазовое дело» профиль «Эксплуатация и обслуживание объектов транспорта и хранения нефти, газа и продуктов переработки»

Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:

1. Характеристика объекта исследования (вещество, материал, прибор, алгоритм, методика, рабочая зона) и области его применения.	Магистральный газопровод, сооружаемый в сейсмически активной зоне.
---	--

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

<p>1. Производственная безопасность</p> <p>1.1. Анализ выявленных вредных факторов при разработке и эксплуатации проектируемого решения в следующей последовательности:</p> <ul style="list-style-type: none"> – физико-химическая природа вредности, её связь с разрабатываемой темой; – действие фактора на организм человека; – приведение допустимых норм с необходимой размерностью (со ссылкой на соответствующий нормативно-технический документ); – предлагаемые средства защиты; – (сначала коллективной защиты, затем – индивидуальные защитные средства). <p>1.2. Анализ выявленных опасных факторов при разработке и эксплуатации проектируемого решения в следующей последовательности:</p> <ul style="list-style-type: none"> – механические опасности (источники, средства защиты); – термические опасности (источники, средства защиты); – электробезопасность (в т.ч. статическое электричество, молниезащита – источники, средства защиты); – пожаровзрывобезопасность (причины, профилактические мероприятия, первичные средства пожаротушения). 	<p>1.1 Анализ вредных производственных факторов, выявленных при сооружении и эксплуатации магистрального газопровода в следующей последовательности:</p> <ul style="list-style-type: none"> – повышенный уровень шума; – повышенная яркость и физические перегрузки; – повреждения в результате контакта с насекомыми и тд. <p>1.2 Анализ опасных факторов, выявленных при сооружении и эксплуатации магистрального газопровода:</p> <ul style="list-style-type: none"> – движущиеся машины и механизмы; – поражение электрическим током; – пожарная и взрывная безопасность.
<p>2. Экологическая безопасность:</p> <ul style="list-style-type: none"> – защита селитебной зоны – анализ воздействия объекта на атмосферу (выбросы); 	<ul style="list-style-type: none"> – меры для защиты селитебной зоны; – оценка воздействия исследуемого объекта на атмосферу;

<ul style="list-style-type: none"> – анализ воздействия объекта на гидросферу (сбросы); – анализ воздействия объекта на литосферу (отходы); – разработать решения по обеспечению экологической безопасности со ссылками на НТД по охране окружающей среды. 	<p>гидросферу и литосферу;</p> <ul style="list-style-type: none"> – определение возможного решения обеспечения экологической безопасности.
<p>3. Безопасность в чрезвычайных ситуациях:</p> <ul style="list-style-type: none"> – перечень возможных ЧС при разработке и эксплуатации проектируемого решения; – выбор наиболее типичной ЧС; – разработка превентивных мер по предупреждению ЧС; – разработка действий в результате возникшей ЧС и мер по ликвидации её последствий. 	<p>3. Безопасность в ЧС</p> <ul style="list-style-type: none"> – проанализировать возможные чрезвычайные ситуации на объекте (при сейсмических воздействиях, в случае возникновения пожара и утечки газа); – разработать меры по предупреждению ЧС; – разработать меры и действия по ликвидации последствий ЧС
<p>4. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности:</p> <ul style="list-style-type: none"> – специальные (характерные при эксплуатации объекта исследования, проектируемой рабочей зоны) правовые нормы трудового законодательства; – организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны. 	<p>В данном подразделе рассмотрены специальные правовые нормы трудового законодательства и организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны.</p>

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

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
ассистент	Абраменко Н.С.			

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б4А	Олчонова Алина Владимировна		

Реферат

Выпускная квалификационная работа включает 94 с., 18 рис., 15 табл., 42 источника.

Ключевые слова: магистральный газопровод, землетрясение, сейсмически активный район, напряженно - деформированное состояние.

Объектом исследования являются магистральные газопроводы, прокладываемые в сейсмически активных районах.

Цель работы – анализ устойчивости и надежности магистральных газопроводов, проложенных в зоне сейсмической активности и выявление методов по обеспечению их устойчивости.

В результате исследования проведен обзор литературы по указанной тематике, изучены виды сейсмических волн и их особенности, рассмотрены требования по проектированию газопроводов в сейсмически активных районах, приведены конструктивные решения по обеспечению сейсмической устойчивости газопроводов, проведен расчет на прочность и устойчивость трубопровода, составлен календарный план и выполнен расчет сметной стоимости выполнения работ, выявлены мероприятия по охране труда и защите окружающей среды при сооружении магистрального газопровода в сеймоопасных участках.

Термины и сокращения

В работе использованы следующие термины с соответствующими определениями:

арматура запорная: Промышленная запорная арматура, предназначенная для перекрытия потока рабочей среды с определенной герметичностью.

воздействие: Явление, вызывающее внутренние силы в элементе газопровода (изменение температуры стенки трубы, деформация основания, усадка и ползучесть материала, сейсмические и другие явления).

допускаемое напряжение: Максимальное безопасное напряжение при эксплуатации рассматриваемой конструкции.

проект производства работ: Совокупность текстовых и графических документов, устанавливающих методы и последовательность выполнения строительно-монтажных работ, безопасные, рациональные способы качественного выполнения технологических операций, состав и степень детализации которого определяются спецификой и объемом выполняемых строительно-монтажных работ

строительно-монтажные работы (СМР): Комплекс работ, выполняемых на объекте строительства и реконструкции, включающий общестроительные работы и монтаж технологических систем и оборудования.

трубопровод магистральный: Единый производственно-технологический комплекс, включающий в себя здания, сооружения, его линейную часть, в том числе объекты, используемые для обеспечения транспортирования, хранения и (или) перевалки на автомобильный, железнодорожный и водный виды транспорта жидких или газообразных углеводородов, измерения жидких (нефть, нефтепродукты, сжиженные углеводородные газы, газовый конденсат, широкая фракция легких углеводородов, их смеси) или газообразных (газ) углеводородов, соответствующих требованиям законодательства Российской Федерации.

магистральный газопровод: Комплекс производственных объектов, обеспечивающих транспорт природного или попутного нефтяного газа, в состав которого входят одноконтурный газопровод, компрессорные станции, установки дополнительной подготовки газа (например, перед морским участком), участки с лупингами, переходы через водные преграды, запорная арматура, камеры приема и запуска очистных устройств, газораспределительные станции, газоизмерительные станции, станции охлаждения газа.

охранная зона: Контролируемая полоса местности или водного пространства вдоль трассы газопровода, устанавливаемая на период его эксплуатации с целью предупреждения возможного вредного воздействия на газопровод.

устойчивость газопровода: Свойство конструкции газопровода поддерживать первоначальную форму оси или форму его поперечного сечения.

Применялись следующие сокращения:

АТР - активный тектонический разлом

ВТУ - внутритрубное устройство

ГВВ - горизонт высоких вод

ГРС - газораспределительная станция

ЗРА - запорно-регулирующая арматура

МГ - магистральный газопровод

МРЗ - максимальное расчётное землетрясение

НДС - напряженно - деформированное состояние

НУЭ - нормальные условия эксплуатации

ОГ - отводы горячегнутые

ПЗ - проектное землетрясение

ППР - проект производства работ

ТБО - твёрдые бытовые отходы

ТУ - технические условия

ТЭО - технико-экономическое обоснование

Содержание

Введение.....	15
Глава 1. Анализ параметров сейсмического воздействия.....	17
1.1 Виды сейсмических волн.....	17
1.2 Характеристики землетрясения.....	19
Глава 2. Требования к проектируемому газопроводу.....	22
2.1 Особенности прокладки трубопроводов в сейсмически опасных участках.....	22
2.2 Общие требования.....	23
2.3 Основные требования к трассе газопровода.....	24
2.4 Требования к конструктивным решениям прокладки участков газопровода на переходах через водные преграды.....	24
2.5 Требования к интеллектуальным вставкам.....	25
Глава 3. Особенности надземной прокладки газопроводов в сейсмически активных районах.....	28
3.1 Конструктивные решения надземной прокладки участков газопровода на пересечениях активных тектонических разломов.....	29
3.2 Сейсмозащитная конструкция.....	34
Глава 4. Особенности подземной прокладки магистральных газопроводов в сейсмически активных районах.....	38
Глава 5. Расчет газопровода на прочность и устойчивость.....	44
Исходные данные.....	44
5.1 Определение толщины стенки участка газопровода.....	45
5.2 Проверка прочности и устойчивости подземных и наземных (в насыпи) трубопроводов.....	48
5.3 Расчет геометрических параметров трубы.....	50
5.4 Проверка на предотвращение недопустимых пластических деформаций.....	51
5.5 Проверка общей устойчивости трубопровода в продольном направлении.....	53

5.6 Критерии сейсмостойкого проектирования газопровода.....	58
Глава 6. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение.....	63
6.1 Расчет нормативной продолжительности выполнения работ.....	63
6.2 Нормативно-правовая база, используемая для расчётов	66
6.3 Расчет сметной стоимости работ	68
6.4 Расчет заработной платы	70
6.5 Расчет страховых взносов.....	71
6.6 Расчет амортизационных отчислений	71
6.7 Расчет прочих затрат	72
Глава 7. Социальная ответственность.....	75
7.1 Производственная безопасность	75
7.1.1 Анализ вредных производственных факторов и обоснование мероприятий по их устранению.....	77
7.1.2 Анализ опасных производственных факторов и обоснование мероприятий по их устранению.....	80
7.2 Экологическая безопасность	83
7.3 Безопасность в чрезвычайных ситуациях	86
7.4 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности	88
Заключение	90
Список использованной литературы.....	91

Введение

На Земле существует мало мест, в которых не происходит землетрясений и практически нет территорий, в которых бы не ощущались последствия землетрясений, произошедших в отдалении. Регулярно на территории Российской Федерации сейсмическим воздействиям в районе 7 баллов подвергается 20% территории, и 6 % в районе 8-9 баллов. К таким территориям относятся: о. Сахалин, Республика Алтай, Кавказ, Курильские острова и горная местность Восточной Сибири. Именно в этих регионах расположены перспективные районы добычи и транспортировки углеводородов с помощью трубопроводного транспорта.

Анализ последствий землетрясений показал, что разрушение или даже единичный разрыв крупного магистрального трубопровода ведет к авариям, серьезным экологическим последствиям, потерям значительного количества сырья, финансовым убыткам и человеческой гибели.

Поэтому особое внимание уделяется обеспечению надежности, устойчивости и прочности трубопроводов, проложенных в данных условиях.

В связи с этим представляется актуальным рассмотрение вопросов сооружения магистральных газопроводов при прокладке в зонах повышенной сейсмической активности и при пересечении зон активных тектонических разломов.

Целью работы является оценка эффективности способов защиты магистральных газопроводов и обеспечение сейсмической устойчивости газопроводов при прокладке в сейсмически активных районах.

Исходя из целей работы поставлены следующие задачи:

- провести обзор литературы по данной тематике;
- изучить виды сейсмических волн, их особенности и интенсивность

воздействия;

					Сооружение магистральных газопроводов при прокладке в сейсмически активных районах			
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата				
Разраб.		Олчонов А.В.			Введение	Лит.	Лист	Листов
Руковод.		Саруев А.Л.					15	94
Консульт.						ТПУ зр.2Б4А		
Рук-ль ООП		Брусник О.В.						

- ознакомиться с требованиями к газопроводу, проектируемому в сейсмически опасных участках;
- рассмотреть специфику прокладки газопровода в сейсмически активном районе как надземным, так и подземным способами;
- выявить конструктивные решения, применяемые при надземной и подземной прокладке газопровода в сейсмически активных районах;
- выполнить расчет подземного участка магистрального газопровода на прочность и устойчивость, на общую устойчивость газопровода в продольном направлении в прямолинейном и криволинейном участках согласно требованиям СП 86.13330.2014 [6];
- выполнить расчет сметной стоимости выполняемых работ и построить линейный график выполнения работ;
- провести анализ вредных и опасных производственных факторов, выявить меры по обеспечению экологической безопасности и безопасности в ЧС.

Объект исследования: магистральный газопровод, прокладываемый в сейсмически активных районах и пересекаемый зоны активных тектонических разломов.

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

Глава 1. Анализ параметров сейсмического воздействия

1.1 Виды сейсмических волн

Землетрясением называются подземные толчки и колебания поверхности Земли, происходящие по двум причинам: естественным (тектоническими процессами) и искусственным (взрывами, обрушением подземных полостей горных выработок).

При землетрясениях создаются сейсмические волны, различные по скорости распространения, амплитуде и разрушающим способностям. Наиболее изученными из сейсмических волн являются продольные и поперечные волны, так как регистрируются на сейсмограммах первыми.

Первыми регистрируются продольные волны (Р-волны, или первичные волны), для которых характерно сначала сжатие частиц среды, затем расширение. Таким образом, среда подвергается возвратно-поступательному движению в продольном направлении (рисунок 1.1).

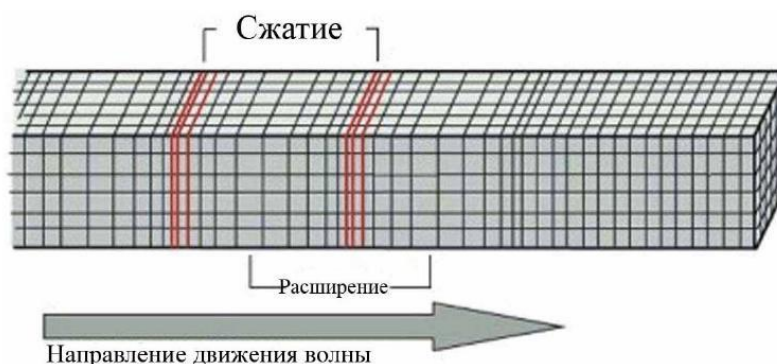


Рисунок 1.1 - Направление распространения продольной волны

Вторыми являются поперечные сейсмические волны (S-волны, или вторичные волны). Особенность данных волн – колебания частиц породы перпендикулярно направлению распространения волны (рисунок 1.2).

					Сооружение магистральных газопроводов при прокладке в сейсмически активных районах		
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата			
Разраб.		Олчинова А.В.			Лит.	Лист	Листов
Руковод.		Саруев А.Л.				17	94
Консульт.					ТПУ зр.2Б4А		
Рук-ль ООП		Брусник О.В.					

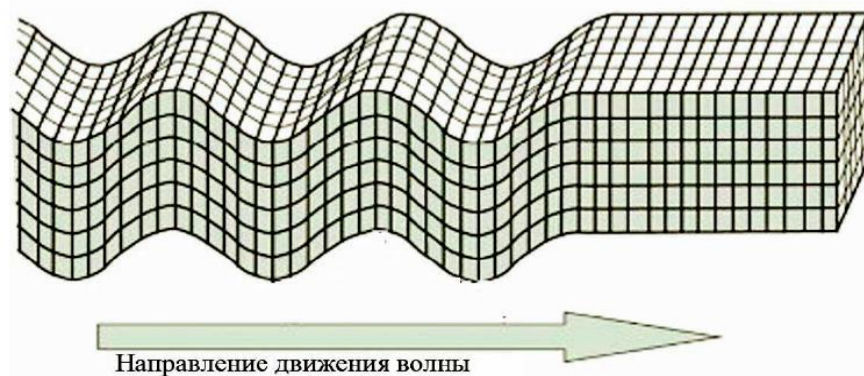


Рисунок 1.2 - Направление распространения поперечной волны

Наибольшую опасность представляют поверхностные волны (L-волны), менее изученные. Распространяются эти волны вдоль земной поверхности или параллельно ей без глубокого проникновения (80-160 км). Волны Релея и Лява относят к поверхностным волнам.

При прохождении волн Рэлея колеблющиеся вблизи поверхности частицы среды смещаются в поперечном и продольном направлениях, тем самым описывая эллиптические траектории в плоскости, перпендикулярной поверхности (рисунок 1.3) [1].

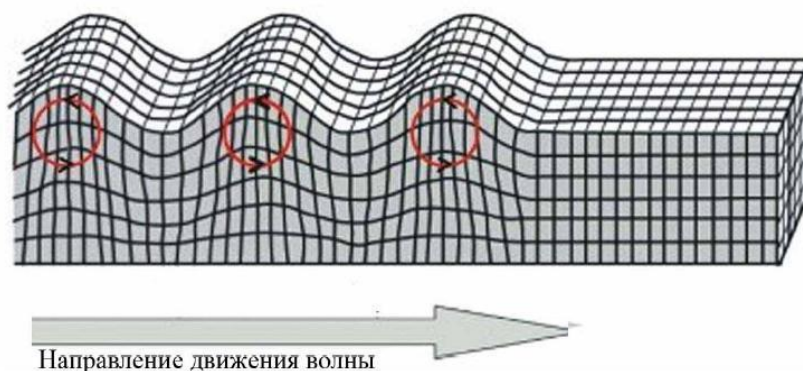


Рисунок 1.3 - Направление распространения волны Рэлея

Волны Лява характеризуются колебанием частиц породы перпендикулярно направлению распространения волн (рисунок 1.4).

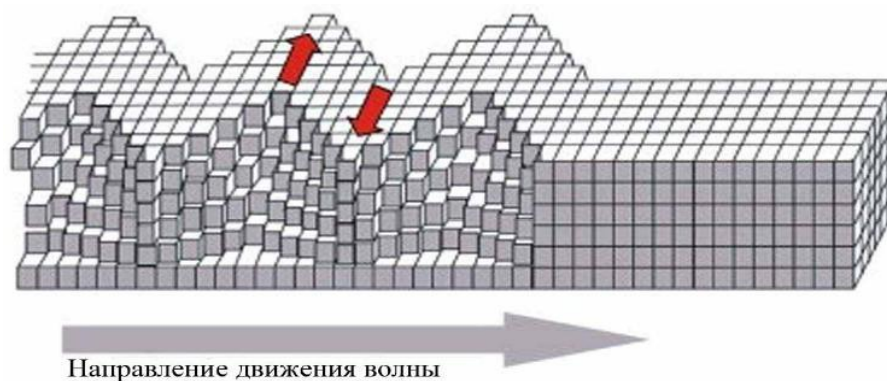


Рисунок 1.4 - Направление движения волны Лява

Наиболее разрушительными из приведенных волн являются поверхностные волны. Конструкции не выдерживают сложные поверхностные волны с меньшей амплитудой, но сохраняют устойчивость при прохождении первых Р- и S-волн.

1.2 Характеристики землетрясения

Сейсмичностью называются проявления землетрясения в тех или иных районах. Количественными показателями сейсмичности являются интенсивность (магнитуда) и повторяемость. Причем с увеличением магнитуды повторяемость (частота) снижается. Оценка землетрясений производится с помощью шкал магнитуд и шкал интенсивности.

Наиболее популярной является шкала магнитуд Рихтера, применяемая для оценки энергии землетрясений. Безразмерная величина, характеризующая общую энергию колебаний, вызванных землетрясением, называется *магнитудой землетрясения M*.

Степень опасности землетрясений определяется первичными и вторичными факторами. К первичным факторам относится интенсивность колебания грунта, ко вторичным относятся факторы, которые появляются после воздействия землетрясения (оползни, сели, пожары и тд.).

Распространенной причиной возникновения землетрясений считаются внутренние напряжения Земли, когда происходит преобразование потенциальной энергии, которая накапливается на протяжении некоторого промежутка времени при упругих деформациях породы, в кинетическую.

					Анализ параметров сейсмического воздействия	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		19

Движение грунта при сейсмических воздействиях считается многомерным, т.к. возникают пространственные колебания, движущиеся в нескольких направлениях одновременно.

Гипоцентром (очагом) землетрясения называют место, где разрушается порода. В зависимости от глубины расположения очага H выделяют следующие группы землетрясений:

- нормальные (до 70 км);
- промежуточные (70-300 км);
- глубокофокусные (более 300 км).

Проекция очага землетрясения на земную поверхность – *эпицентр*, а расстояние от эпицентра до точки на земной поверхности – *эпицентральный расстоянием* R . Используя глубину расположения очага H и эпицентральный расстояние R можно вычислить гипоцентральный расстояние C , от которой зависит интенсивность землетрясения:

$$C = \sqrt{H^2 + R^2}, \text{ м} \quad (1)$$

С увеличением гипоцентрального расстояния C уменьшается интенсивность землетрясения. Зону, входящую в область эпицентрального расстояния считают эпицентральной. Именно эта зона представляет опасность для трубопроводов, так как в данной зоне происходят вертикальные колебания грунта, которые переходят в усиливающиеся горизонтальные при удалении от эпицентра землетрясения [2].

Интенсивность воздействия землетрясений оценивается по нанесенным повреждениям (масштабу, воздействию на человека, окружающую среду и на сооружения).

Для определения интенсивности сейсмических волн в России применяется модифицированная шкала Меркалли. Согласно которой опасность представляют землетрясения при достижении 6 баллов и выше. При 6 баллах наблюдаются незначительные повреждения сооружений (возникают мелкие трещины), при 7 – значительные повреждения (отламывание кусков стен,

					Анализ параметров сейсмического воздействия	Лист
						20
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

трещины в сыпучих грунтах), при 8 – разрушения в зданиях и трещины на склонах гор, при 9 – обвалы стен, перегородок и крыш зданий, при 10 – обвалы самих зданий, трещины в грунте шириной до 1 м, при 11 - возникают множественные трещины на поверхности Земли, 12 – катастрофа, общее разрушение зданий [3].

При сооружении объектов в сейсмически активных районах следует использовать комплекты карт общего сейсмического районирования территории Российской Федерации - ОСР-2015, где выделены зоны по интенсивности воздействия сейсмических волн. Согласно картам ОСР-2015 осуществляются антисейсмические мероприятия и отражена вероятность возможного превышения значений интенсивности на 10% - (карта А), 5% - (карта В), 1%-ную (карта С) в течение 50 лет [4].

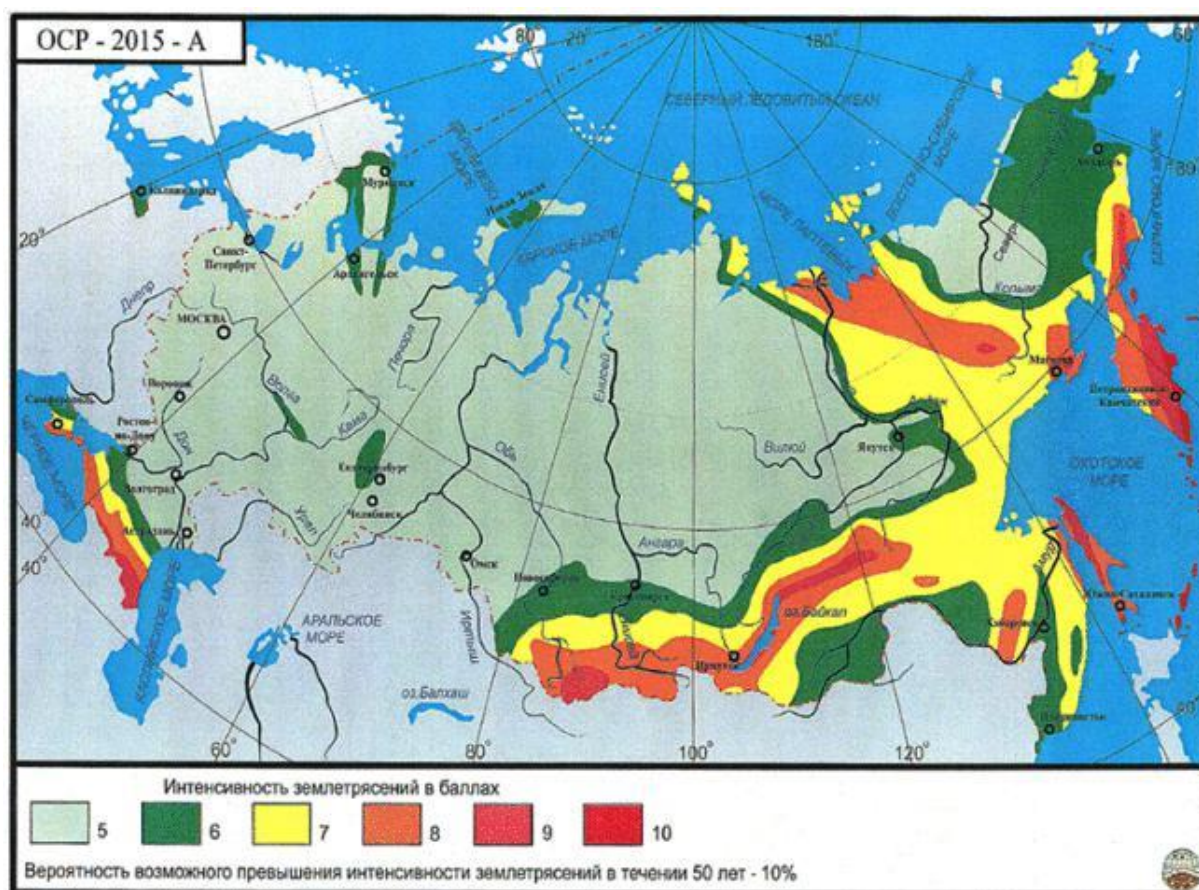


Рисунок 1.5 – Карта районирования России ОСР-2015 - А

Глава 2. Требования к проектируемому газопроводу

2.1 Особенности прокладки трубопроводов в сейсмически опасных участках

На стадии проектирования сейсмическое воздействие учитывается при достижении 6 баллов и выше – для надземных трубопроводов и при 8 баллах и выше – для подземных.

Устойчивость трубопровода при сейсмозодействии обеспечивается следующими мероприятиями:

- правильным выбором размещения площадок строительства и участков трасс;
- рациональным применением конструктивных решений и антисейсмических мер;
- обеспечением дополнительного запаса прочности, определяемого при расчете прочности и устойчивости трубопроводов [5].

Основным способом прокладки газопровода является подземный. Прокладка газопровода на опорах (надземная прокладка) допускается при соответствующих технико – экономических обоснованиях. При этом должны быть предусмотрены все меры по обеспечению надежной и безопасной эксплуатации газопровода.

В целях исключения повреждений газопровода и обеспечения НУЭ предусмотрена установка охранных зон, размеры которых и порядок производства работ устанавливаются Правилами охраны магистральных трубопроводов.

					Сооружение магистральных газопроводов при прокладке в сейсмически активных районах		
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата			
Разраб.		Олчонов А.В.			Лит.	Лист	Листов
Руковод.		Саруев А.Л.				22	94
Консульт.					ТПУ гр.2Б4А		
Рук-ль ООП		Брусник О.В.					

2.2 Общие требования

Основным нормативным документом для проектирования МГ являются нормы проектирования СП 86.13330.2014 [6].

Сварные соединения трубопроводов, которые прокладываются в сейсмических районах, следует подвергать методу радиографического контроля вне зависимости от категории участка газопровода.

К стенам зданий и сооружений запрещено жестко закреплять трубопроводы. Если такое действие необходимо, то устанавливаются криволинейные вставки или компенсирующие устройства, характеристики которых определяются расчетом.

Трубопроводы проходят через здания (компрессорные, насосные и т.д.) только в том случае, когда предусмотрен проем с размером, превышающим диаметр трубопровода на 200 мм.

Необходимо обеспечение свободного перемещения трубопровода и способности деформироваться при прохождении трубопровода через участки грунта с резко отличающимися сейсмическими свойствами.

Предусматривается устройство траншеи с пологими откосами и засыпка трубопровода несвязным грунтом (песками крупными или гравелистыми) при подземной прокладке трубопроводов в данных участках. Основание грунта трубопровода должно быть в уплотненном состоянии.

При пересечении трубопроводом участков активных тектонических разломов предусматривается надземная прокладка. Во время сейсмического воздействия опоры надземных трубопроводов должны обеспечивать перемещения трубопровода.

С целью гашения колебаний надземных трубопроводов при землетрясении следует устанавливать демпферы, которые должны обеспечивать перемещение трубопровода при изменении температуры трубы и давления транспортируемого продукта.

Автоматическая система контроля и отключения аварийных участков газопровода должна быть установлена на наиболее сейсмоопасных участках

					<i>Требования к проектируемому газопроводу</i>	<i>Лист</i>
						23
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		

трассы [6].

Для записи колебаний грунтов и трубопровода в сейсмоопасных районах при переходах через реки и другие препятствия, а также для трубопроводов с диаметром более 1000 мм следует устанавливать инженерно – сейсмометрические станции.

2.3 Основные требования к трассе газопровода

При проектировании газопровода должны выполняться требования СП 36.13330.2012 [6], раздела 7 «Основные требования к трассе трубопровода».

Пересечение газопроводом зон активных тектонических разломов следует осуществлять прямолинейно под углом, близким к 90°.

Должны быть исключены пересечения трассой газопровода селе – и лавиноопасных участков. В случае вынужденной прокладки газопровода по таким участкам должны быть предусмотрены технические мероприятия по исключению динамического воздействия потока на газопровод.

2.4 Требования к конструктивным решениям прокладки участков газопровода на переходах через водные преграды

Проектирование магистрального газопровода на участках пересечения водных преград должно выполняться в соответствии с требованиями СП 36.13330.2012 [6], ВСН 010-88 [11], СП 14.13330.2014 [4].

При проектировании магистрального газопровода на участках пересечения водных преград следует учитывать, что подводные переходы находятся в зонах активных тектонических разломов.

Границами подводного перехода является участок, ограниченный горизонтом высоких вод (ГВВ) не ниже отметок 10% - ной обеспеченности.

Границами надземного перехода через водное препятствие при совмещении его с переходом через тектонический разлом является участок, ограниченный выходом трубопровода из земли в начале и входом в землю в конце надземного перехода.

					<i>Требования к проектируемому газопроводу</i>	<i>Лист</i>
						24
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		

Прокладка подводных переходов должна предусматриваться с заглублением в дно пересекаемых водных преград на величину не менее 0,5 м ниже прогнозируемого предельного профиля размыва русла реки.

Подводный переход вне зоны тектонических разломов следует проверять на прочность и устойчивость от продольных сейсмических воздействий, исходя из данных, полученных в результате сейсмомикрорайонирования района подводного перехода.

В случае отсутствия данных сейсмомикрорайонирования сейсмическую активность на участке подводного перехода следует принимать по СП 14.13330.2014 [4].

2.5 Требования к интеллектуальным вставкам

Проектом должно быть предусмотрено использование комплекса технических устройств для централизованного непрерывного мониторинга напряженно-деформированного состояния стенки трубы (системы мониторинга НДС) на потенциально-опасных участках газопровода в зонах пересечений с активными тектоническими разломами согласно требований п.п. 6.8.2, 6.8.3 СТО Газпром 2-3.5.-051-2006 [12].

Система мониторинга НДС должна быть предназначена:

- для выработки сигнала оповещения о превышении уровня допустимых напряжений в стенке трубы;
- для регистрации параметров НДС участков трубы.

Система мониторинга НДС газопровода должна позволять оценивать действительные напряжения на локальных участках газопровода при его сооружения и эксплуатации.

Система мониторинга НДС должна обеспечивать непрерывный контроль напряженно-деформированного состояния газопровода с передачей данных измерений в центр мониторинга газопровода по каналам (производственно-технологической) связи.

В систему мониторинга НДС должны входить:

					<i>Требования к проектируемому газопроводу</i>	<i>Лист</i>
						25
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		

- «Интеллектуальные вставки»;
- Каналы связи;
- Регистрирующие устройства.

Участки газопровода в зонах пересечений с активными тектоническими разломами при магнитуде больше 9 баллов должны быть оборудованы «интеллектуальными вставками» системы мониторинга НДС.

Конструкция «интеллектуальных вставок» кроме дистанционной передачи измерений должна обеспечивать возможность производства периодических измерений НДС с помощью переносного контрольно-измерительного устройства через выходные линии по месту установки «интеллектуальной вставки».

Места монтажа «интеллектуальных вставок» на перечисленных участках должны быть определены при проектировании с помощью моделирования положения зон газопровода с максимальным НДС при прогнозируемом виде смещения грунта в зоне активного тектонического разлома. Прогнозирование вида смещения должно быть задано с учетом результатов инженерно-геологических изысканий, включая сейсмологические наблюдения.

Регистрирующее устройство системы мониторинга НДС трубы должны:

- в режиме реального времени вырабатывать сигнал оповещения при превышении порогового уровня НДС с указанием местоположения «интеллектуальной вставки/вставок» (на которой/на которых произошло указанное превышение);
- визуализировать и хранить информацию по НДС с каждой «интеллектуальной вставки».

Для «интеллектуальных вставок», входящих в систему мониторинга НДС должны быть зарегистрированы исходные («нулевые») уровни выходных сигналов измерительной системы на незагруженном трубопроводе. «Нулевые» показания «интеллектуальных вставок» должны быть внесены в исполнительскую документацию. Также в исполнительскую документацию должны быть внесены результаты измерений напряжений по

					<i>Требования к проектируемому газопроводу</i>	<i>Лист</i>
						26
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		

«интеллектуальным вставкам» в процессе гидравлических испытаний при строительстве:

- на уровне половины рабочего давления;
- на уровне рабочего давления;
- при испытательном давлении;
- по окончании гидравлических испытаний.

					<i>Требования к проектируемому газопроводу</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		27

Глава 3. Особенности надземной прокладки газопроводов в сейсмически активных районах

Ряд исследований показывает, что сейсмоускорения, частотные характеристики и другие параметры колебаний зависят от характера грунтовых пластов, наличия грунтовых вод и других факторов. При выборе способа прокладки и проектировании трубопроводов учитываются природные условия районов прохождения магистральных систем. При неблагоприятных грунтогеологических и геоморфологических условиях рекомендуется применять надземную укладку трубопроводов.

Установлено, что надземные трубопроводы переносят сейсмические воздействия весьма высокой интенсивности, если при этом обеспечивается возможность некоторых подвижек самого трубопровода на опорах. В случаях действия сейсмической волны высокой интенсивности необходимо применять надземные системы на опорах с компенсационными участками. При этом определяющим фактором являются инерционные нагрузки. Существуют и отличия, связанные с гибкостью конструкции трубопровода, появлением значительных пластических деформаций.

Преимуществом надземных трубопроводных систем также является возможность контроля за их работой как в условиях нормальной эксплуатации, так и в некоторых критических ситуациях. Кроме того, имеется возможность контролировать существующие режимы эксплуатации, обеспечить надзор за конструкциями опорной поверхности.

Характерными повреждениями надземных трубопроводов при сейсмических воздействиях являются: образование гофр на стенках труб, разрывы и деформации от изгиба, сброс трубопровода с опор, разрушение самих опор, потеря устойчивости участков трубопроводов. В этих условиях

					<i>Сооружение магистральных газопроводов при прокладке в сейсмически активных районах</i>			
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>				
<i>Разраб.</i>		<i>Олчонов А.В.</i>			<i>Особенности надземной прокладки газопроводов в сейсмически активных районах</i>	<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Руковод.</i>		<i>Саруев А.Л.</i>					28	94
<i>Консульт.</i>						ТПУ гр.2Б4А		
<i>Рук-ль ООП</i>		<i>Брусник О.В.</i>						

особое внимание отводится конструкциям опорных элементов, к которым предъявляются достаточно жесткие, а порой и противоречивые требования. Опорные элементы должны обеспечить возможность компенсационных сдвигов при изменениях температуры и внутреннего давления в трубопроводах при нормальных условиях эксплуатации и в то же время - эффективное демпфирование при сейсмозодействии, особенно в горизонтальной плоскости. При этом необходимо свести к минимуму «раскачивание» участков трубопровода между опорами [7].

3.1 Конструктивные решения надземной прокладки участков газопровода на пересечениях активных тектонических разломов

При проектировании газопровода должны выполняться требования раздела 8 «Конструктивные требования к трубопроводам» и раздела 11 «Надземная прокладка трубопровода» СП 86.13330. 2014 [6].

Вид прокладки и технические решения прокладки газопровода в зонах активных тектонических разломов должны выбираться в зависимости от кинематического типа прогнозируемых сеймотектонических смещений грунта в разломе (сброс, сдвиг, взброс, надвиг) и их величины.

Возможность обеспечения работоспособности подземной прокладки газопровода в зоне пересечения АТР должна определяться выбором физико-механических параметров грунта засыпки, ограничением максимальной глубины заложения, назначением специальной конфигурации траншеи, выбором механических свойств материала применяемых труб и их номинальных размеров, разработкой мероприятий, обеспечивающих стабильность при эксплуатации необходимых свойств грунта засыпки.

Осуществление поворотов газопровода в горизонтальной и вертикальной плоскости при пересечении газопроводом зон АТР (при подземной прокладке) должно выполняться упругим изгибом оси газопровода без применения отводов холодного и горячего гнутья.

Конструктивные решения надземной прокладки газопровода в зонах активных тектонических разломов должны соответствовать требованиям:

					<i>Особенности надземной прокладки газопроводов в сейсмически активных районах</i>	<i>Лист</i>
						29
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		

- длина ригеля свободно - подвижных опор при сейсмоздействии определяется с учетом поперечных перемещений газопровода, либо поперечные перемещения должны быть ограничены и должны препятствовать сбросу газопровода с опор при сейсмоздействии;
- конструкция опор надземного участка газопровода при пересечении зон АТР должна обеспечивать возможность перемещения газопровода на опорах при смещении грунта в тектоническом разломе.
- в зоне АТР и на прилегающих участках длиной не менее 50 м по обе стороны от границ тектонического разлома не допускается устройство неподвижных, ограничивающих свободное перемещение трубопровода опор;
- надземная прокладка должна перекрывать зону АТР по крайней мере на 50 м с каждой стороны зоны разлома. Если надземная прокладка полностью не перекрывает зону АТР, то подземная часть перехода через зону АТР должна проектироваться в соответствии с требованиями к подземной прокладке в зоне АТР.

Характерно, что в случаях сейсмического воздействия трение в опорных частях играет положительную роль, так как способствует эффективному рассеиванию сейсмической энергии, снижению сейсмической нагрузки и демпфированию колебательных процессов в трубопроводе. В этом случае трение препятствует свободному перемещению труб на опорах, вследствие чего ригель опоры может быть более коротким.

В случаях, когда внешние воздействия превышают определенный предел, сопротивление перемещению должно резко возрасти за счет включения дополнительных связей, что должно привести к быстрой диссипации сейсмической энергии.

При этом необходимые коэффициенты сопротивления перемещению должны регулироваться выбором конструкции опорной части (использованием скользящих опор, подбором материала пар скольжения, применением ограничителей и т.п.). Кроме того, необходимо предусмотреть защиту от сброса

					Особенности надземной прокладки газопроводов в сейсмически активных районах	Лист
						30
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

трубопровода с опор во время землетрясения, а также следует оценить сейсмостойкость самих опор.

При проектировании опор необходимо иметь в виду, что в местах сопряжения трубопроводов с анкерными опорами могут возникнуть передаваемые от труб усилия, которые стремятся вывернуть кладку опор при сейсмических сотрясениях. Такие усилия трудно учитывать, так как они могут возникнуть в местах расположения анкерных опор, поэтому опоры выполняются массивными, а места крепления труб должны быть достаточно удаленными от внешних граней опор; сами опоры необходимо армировать в местах концентраций местных динамических напряжений. При проектировании рекомендуется применение преимущественно низких опор. Как правило, опоры трубопроводов выполняются в виде свайных или столбчатых конструкций [7].

Ниже приведены конструкции анкерных опор при надземной прокладке трубопроводов, позволяющие обеспечивать сейсмическую устойчивость.

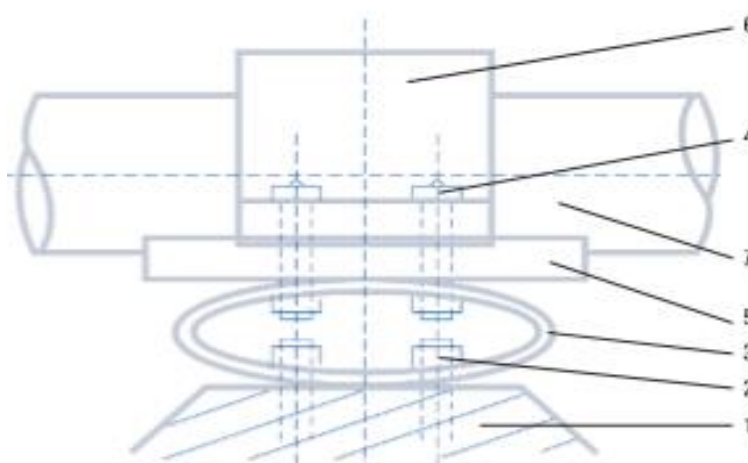


Рисунок 3.1 - Конструкция анкерной опоры надземных трубопроводов, проложенных в сейсмоопасных участках

1 - хомут, 2 - изоляция трубопровода, 3 - трубопровод, 4 - устройство для создания трения, 5 - несущая опора, 6 - сваи

Анкерная опора трубопровода состоит из фундамента 1, на котором болтами 2 закреплены две плоские рессоры 3, имеющие форму эллипса. В свою очередь, рессоры соединены с седлом 5 болтами 4. Сверху трубопровод 7

закреплен хомутом 6 и ложится на седло, спроектированное по наружному диаметру трубы.

При возникновении статической нагрузки воздействию подвергается седло 5, а затем рессоры 3 с заложенным в грунт фундаментом 1. При сейсмическом воздействии колебание передается от грунта в фундамент 1 и далее на рессоры 3, которые прогибаются в соответствующей плоскости, тем самым снижая величину ускорения при перемещениях трубопровода 7. Рессоры 3 деформируются в вертикальной плоскости, когда колебание воздействует в вертикальном направлении [7].

Что касается колебаний в поперечном направлении, то одна из рессор растягивается, тогда как вторая – сжимается по вертикали. Таким образом, вне зависимости от направления действия сейсмических колебаний, трубопровод будет колебаться с затухающим ускорением, предотвращая гидравлические удары и механические разрушения трубопровода. Это повышает надежность и долговечность трубопровода. Самым существенным недостатком данной конструкции является то, что рессоры обладают низкими демпфирующими способностями, что не исключает раскачивания трубопровода.

Как известно, наиболее опасными являются сейсмозодействия в продольном к оси трубопровода направлении. Плоские пружины, ориентированные на вертикальные перемещения, не могут обеспечить требуемые «подвижки» трубопровода вдоль его оси, а растяжение пружины с одной стороны и сжатие с другой могут привести к повороту самого трубопровода относительно его оси и вызвать нежелательные последствия. Компенсационные смещения трубопровода вдоль его оси затруднены тем, что сам трубопровод жестко соединен хомутом с пружинами, что исключает наличие трения между трубой и хомутом.

Из зарубежных конструкций по предотвращению аварий и разрушений трубопровода и опор во время сейсмического воздействия рассмотрим конструкцию опорного устройства так называемого «скользящего» анкера,

					Особенности надземной прокладки газопроводов в сейсмически активных районах	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		32

воспринимающего определенные сжимающие усилия при статических нагрузках и обеспечивающего необходимое перемещение трубопровода.

Ниже приведена конструкция, используемая для защиты надземных трубопроводов от сейсмического воздействия (рисунок 3.2) [7].

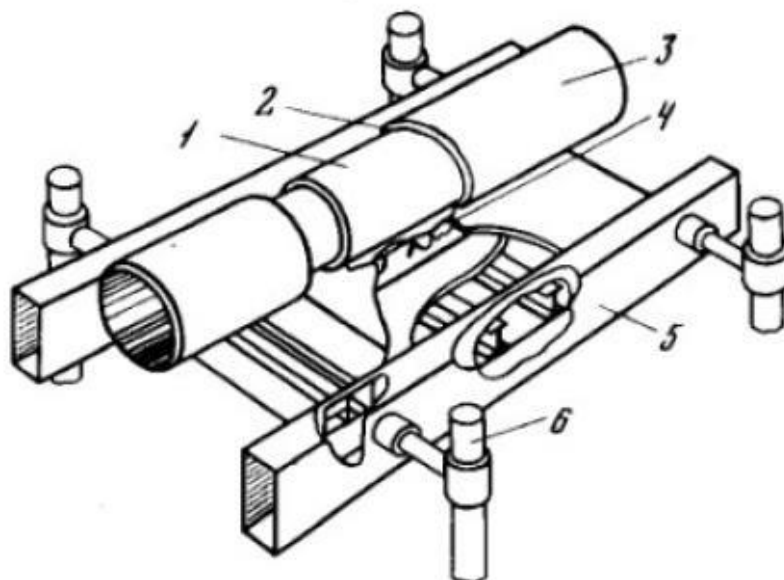


Рисунок 3.2 - Общий вид конструкции «скользящий анкер»

1 – хомут; 2 – изоляция; 3 – труба; 4 – устройство для создания повышенного сопротивления трубопроводу; 5 – несущая конструкция; 6 – свая

Опорное устройство состоит из хомута 1 и седловины опоры, устройства для создания трения, несущей опорной части 5 и сотовой конструкции для поглощения энергии 4. Нагрузка от трубы 3 передается на опорную плиту через хомут. Тем самым создается некоторое контактное давление между трубой и опорной конструкцией, которое дает жесткое крепление трубы. Также имеется устройство, предназначенное для создания трения, состоящее из упруго соединенных между собой с помощью болтов с тарельчатыми пружинами подвижной и неподвижной плит. Достоинством данной конструкции является то, что есть возможность контроля и регулирования сопротивления перемещению подвижной плиты, путем управления степенью прижатия плит. Недостатки системы: сложность конструкции и возможность использования демпфирующего элемента только однократного действия [7].

3.2 Сейсмозащитная конструкция

В данном подразделе приведена конструкция сейсмозащитной платформы, расположенной между трубопроводом и верхней частью опоры, которая используется для защиты трубопроводов на столбчатых опорах.

В конструкции такой платформы используются тросово - торсионные элементы, обеспечивающие пространственную защиту от сейсмических нагрузок при высокой степени демпфирования динамических воздействий. Конструкция обеспечивает подвижки трубопровода в любой плоскости в процессе эксплуатации и резкое нарастание диссипативных сил при появлении сейсмических колебаний и ударов. При этом имеется возможность регулировать границы «подвижек» в широких пределах (до 200 мм).

Сама конструкция сейсмозащитной платформы выполнена в виде пассивной нелинейной пространственной системы со встроенными торсионно - тросовыми упругодемпфирующими элементами «сухого» трения. В качестве таких элементов используются стальные гибкие тросы, обладающие высокими прочностными и демпфирующими характеристиками. Тросы не подвержены температурным воздействиям, влаге, радиации, агрессивным средам и способны работать при различных видах деформации. Они выдерживают значительные статические нагрузки без заметного снижения механических свойств, хорошо противостоят мощным ударным и вибрационным воздействиям.

Использование в сочетании с ними нелинейных торсионных систем позволяет получить необходимое плавное (или ступенчатое) изменение диссипативных свойств, требуемых для эффективного гашения энергии ударного импульса или мощных низкочастотных колебаний [7].

На рисунке 3.3 представлена кинематическая схема виброударозащитной площадки. Основой конструкции явились торсионно - тросовые элементы, расположенные между внутренней платформой и наружной рамой. На внутренней платформе, на которой крепится трубопровод, имеются втулочные направляющие, расположенные по периметру платформы. Отрезки троса

					Особенности надземной прокладки газопроводов в сейсмически активных районах	Лист
						34
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

пропускаются внутри втулок вдоль боковых сторон платформы, причем продольные и поперечные тросы расположены попарно на разной высоте, исключая их взаимное касание. На концах отрезков троса жестко крепятся упругие элементы, в качестве которых могут быть использованы рычажные торсионы, витые или тарельчатые пружины и др. С целью обеспечения нелинейности в динамических характеристиках системы сейсмозащиты могут быть применены пружины с переменным шагом, конические, составные и т.п. Выбор и расположение самих пружин на внешней раме определяется конструктивными требованиями, учитывающими размер трубопровода, характер опор (столбчатые, свайные).

При ограниченных размерах сейсмозащитных систем наиболее приемлемым является выбор рычажных торсионов, расположенных вдоль наружных сторон рамы, так как подобные пружины обеспечивают высокие упругодемпфирующие характеристики при достаточной протяженности плеч поворотных рычагов.

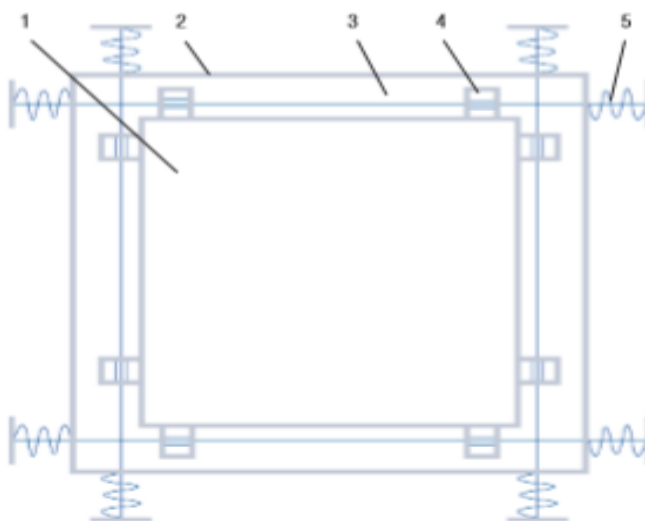


Рисунок 3.3 - Кинематическая схема виброударозащитной площадки

1 - внутренняя платформа, 2 - наружная рама, 3 - трос, 4 - втулка, 5 - упругий элемент

Сейсмозащитная система состоит из трубопровода 1, прикрепленного с помощью хомута 2 к внутренней платформе 4. Между трубопроводом и платформой имеется уплотнитель, исключающий смятие трубы и ее перемещения. Сама платформа вывешена на объемно - ориентированных

					Особенности надземной прокладки газопроводов в сейсмически активных районах	Лист 35
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

тросовых элементах внутри наружной рамы 5. Все упругие элементы 6 (цилиндрические пружины) могут размещаться снаружи рамы. Вся конструкция сеймозащитной системы крепится к опоре 7 (рисунок 3.4) [7].

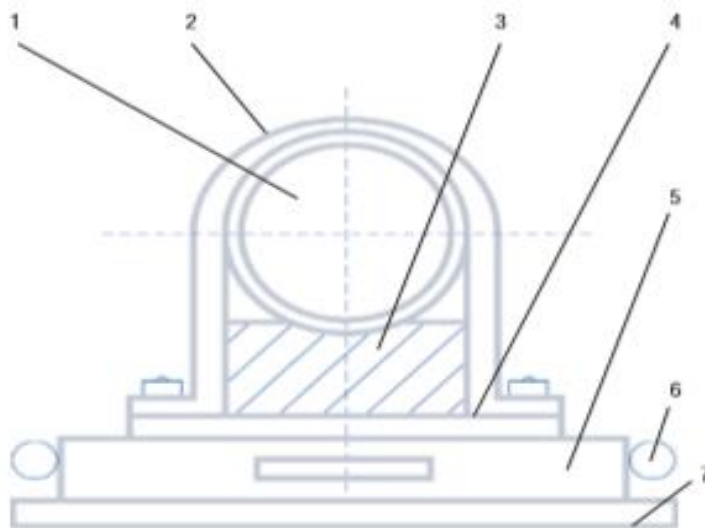


Рисунок 3.4 - Конструкция сеймозащитной системы

1 - трубопровод, 2 - хомут, 3 - уплотнитель, 4 - внутренняя платформа, 5 - наружная рама, 6 - упругий элемент, 7 - опора

При воздействии сейсмической волны в горизонтальном направлении натягиваются те тросы, которые расположены поперек направлению распространения волны. Поэтому происходит смещение платформы вдоль тросов, направленных в сторону распространения волны.

При вертикальном воздействии включаются все тросы, расположенные по периметру площадки; жесткость системы в этом случае превосходит жесткость при горизонтальном воздействии.

Учитывая, что горизонтальные сейсмические воздействия являются подавляющими, снижение жесткости в горизонтальной плоскости обеспечивает большие подвижки, а значит и более эффективную сеймозащиту. Возможность подвижек в любом направлении способствует также значительной диссипации колебаний трубопровода за счет высоких демпфирующих свойств тросово - торсионных элементов «сухого» трения. В то же время обеспечиваются

					Особенности надземной прокладки газопроводов в сейсмически активных районах	Лист
						36
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

подвижки трубопровода в эксплуатационном режиме, связанные с изменением температуры и давления транспортируемого продукта.

Приведенные конструкции предусмотрены для обеспечения подвижек (до 15 см) в горизонтальных и вертикальных плоскостях. Обеспечиваются также перемещения, возникающие при эксплуатации газопровода (температурные изменения, изменения давления и т.д.), т.к. расположены в этих пределах. На стадии проектирования сейсмозащитных площадок должны учитываться как весовые, так и инерционные характеристики труб, а также возможные динамические воздействия в сейсмически активных районах [7].

					<i>Особенности надземной прокладки газопроводов в сейсмически активных районах</i>	<i>Лист</i>
						37
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		

Глава 4. Особенности подземной прокладки магистральных газопроводов в сейсмически активных районах

При проектировании газопровода должны выполняться требования раздела 8 «Конструктивные требования к трубопроводам», раздела 9 «Подземная прокладка трубопроводов» СП 86.13330.2014 [6].

При подземной прокладке и уровне грунтовых вод выше оси трубы необходима разработка мероприятий по предотвращению смерзания грунта засыпки в зимний период. Для этого могут быть использовано дренирование грунта засыпки, применение теплозащитных экранов (при наличии расчётного обоснования).

Непосредственно при пересечении магистральным газопроводом АТР участок МГ укладывается в спецтраншею (рисунок 4.1).

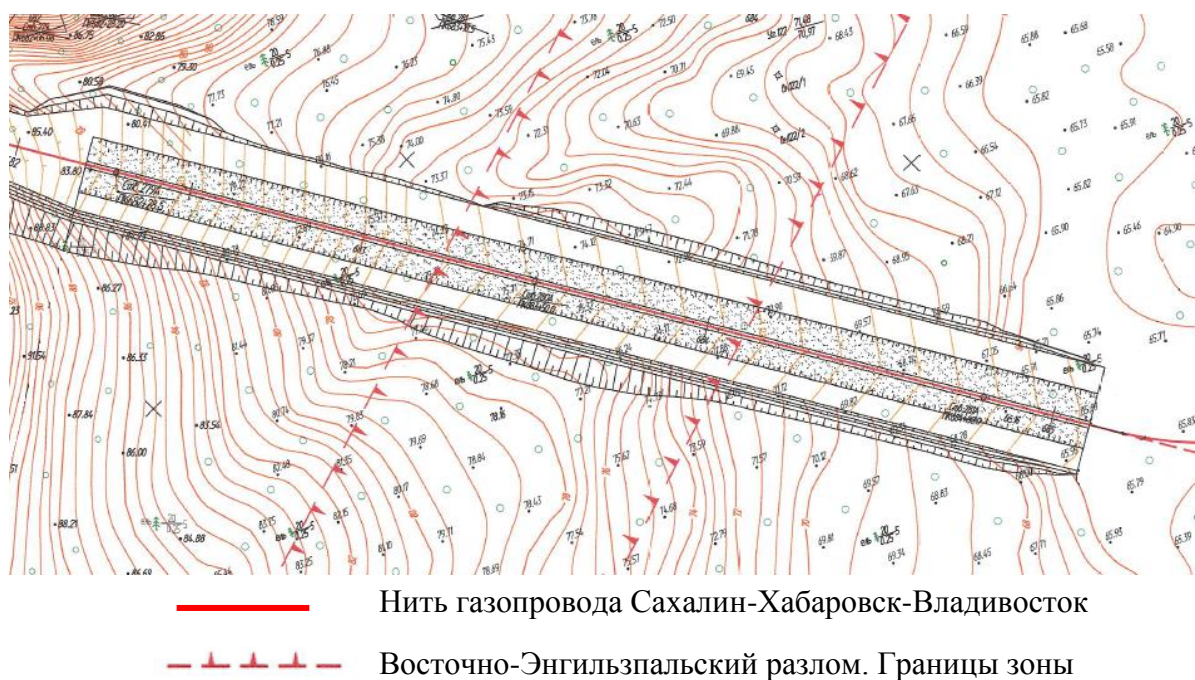


Рисунок 4.1 - План пересечения МГ АТР

					Сооружение магистральных газопроводов при прокладке в сейсмически активных районах			
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата				
Разраб.		Олчонов А.В.			Особенности подземной прокладки магистральных газопроводов в сейсмически активных районах	Лит.	Лист	Листов
Руковод.		Саруев А.Л.					38	94
Консульт.						ТПУ гр.2Б4А		
Рук-ль ООП		Брусник О.В.						

Для обратной засыпки спецтраншеи используется песок гравелистый нормальной степени уплотнения по ГОСТ 8736-2014 [8], размерами частиц не более 5мм, со следующими характеристиками: удельное сцепление 0,001 МПа, модуль деформации 40 МПа, угол внутреннего трения 40 град. Это выполняется для того, чтобы обеспечить наибольшую подвижность данного участка, что необходимо в случае радиальных подвижек при землетрясении.

Для предотвращения попадания дождевой воды в спецтраншею выполняют её гидроизоляцию из геомембраны «ТехПолимер» с прокладкой из геотекстиля «Геоком Д-600» и установкой барьера между спецтраншеей и траншеей обычного типа (рисунок 4.2).

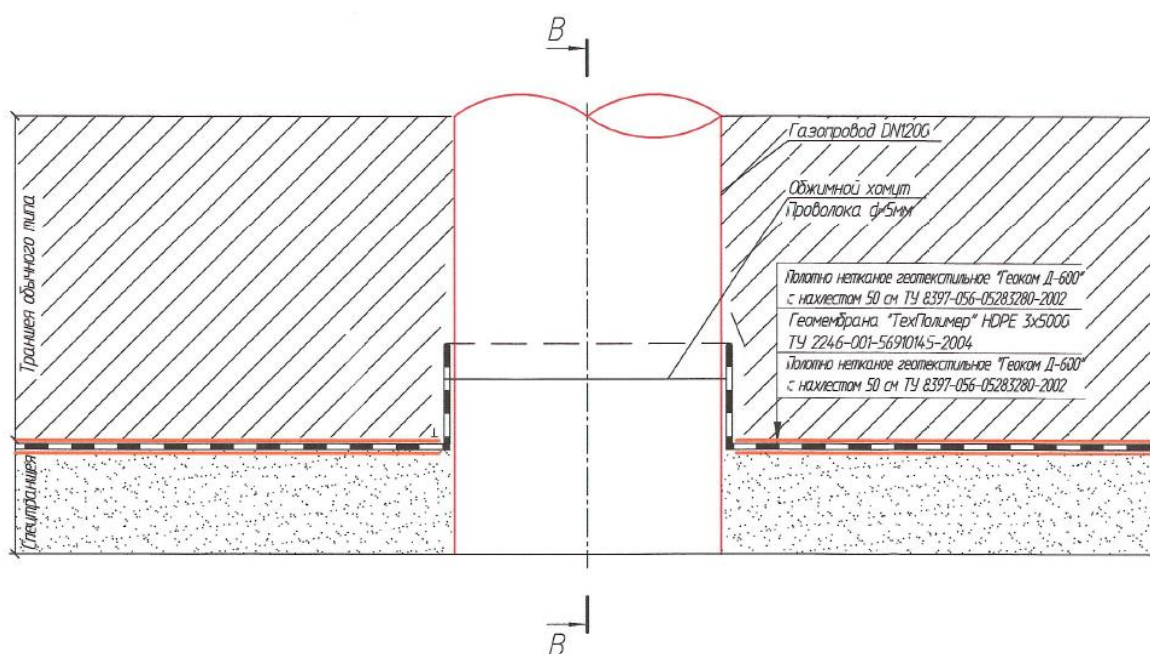


Рисунок 4.2 - Барьер между спецтраншеей и траншеей обычного типа

Геомембрана укладывается внахлест минимум на 100 см. Покрывающий слой геомембраны сваривается по профилю со слоем геомембраны, размещенным на дне и стенках траншеи. При этом геомембрана не должна свариваться по продольной оси траншеи.

Дренажный слой по дну спецтраншеи выполняется из гравия природного или дробленого по ГОСТ 8267-93 [9] из смешанных частиц размером от 5 до 20 мм с прокладкой перфорированной трубы (рисунок 4.3). Все эти решения необходимы для того, чтобы наполнение спецтраншеи, в нашем случае рыхлый песок, в любое время сохранял свои первоначальные свойства и ни в

					Особенности подземной прокладки магистральных газопроводов в сейсмически активных районах	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		39

кчем случае не было обводнения, так как уже доказано, что при обводненности грунта повышается бальность землетрясения на данном участке, и значение этого увеличения может достигать единицы [10].

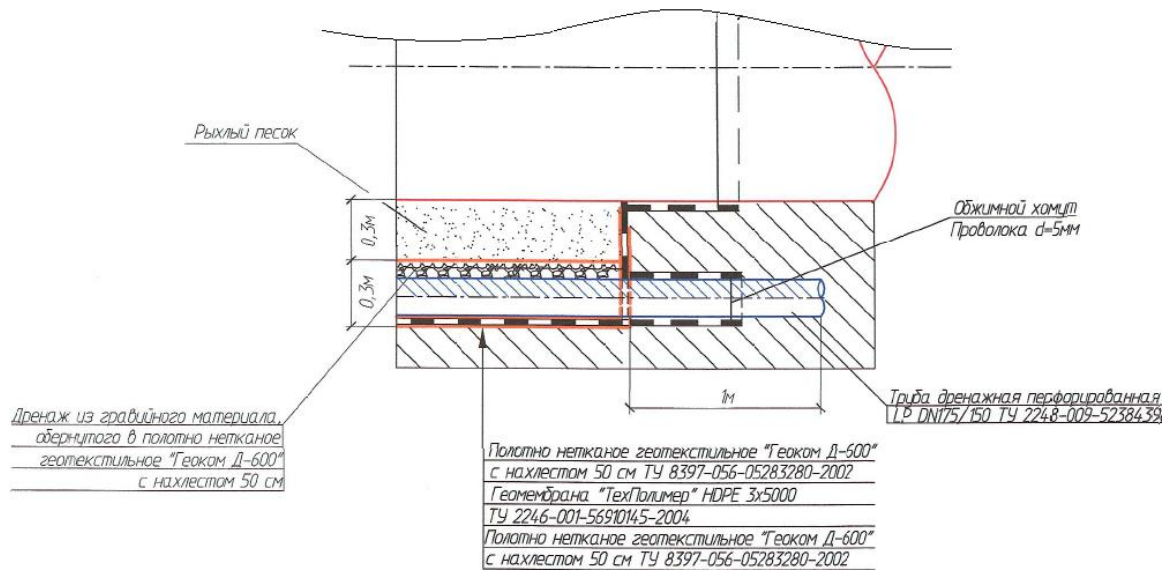


Рисунок 4.3 - Укладка перфорированной трубы в спецтраншею

Слой геотекстильного материала укладывается на геомембрану до укладки верхнего слоя гравия, для предохранения геомембраны от возможного истирания и царапин, предохраняя её таким образом от возможного повреждения при проведении работ по укладке гравия.

Повехностная геомембрана и слой геотекстильных материалов, вместе с геотекстильным слоем на дне траншеи, укрепляется стальными анкерами в боковом грунте с ненарушенной структурой (рисунок 4.4).

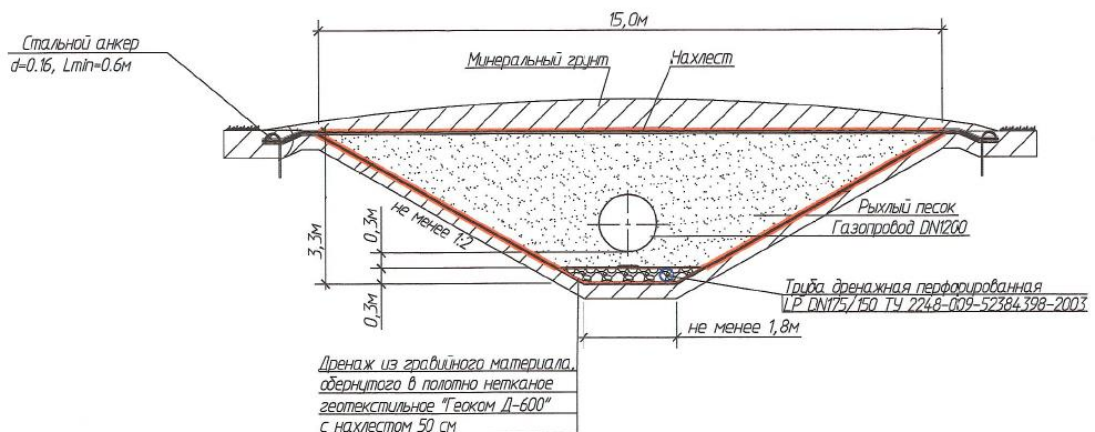


Рисунок 4.4 - Поперечное сечение траншеи

					Особенности подземной прокладки магистральных газопроводов в сейсмически активных районах	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		40

Для предотвращения повреждений изоляции в случае сейсмической активности на линейной части газопровода произведена дополнительная защита скальным листом. На рисунке 4.5 приведена схема с применением геоматрицы на дне траншеи.

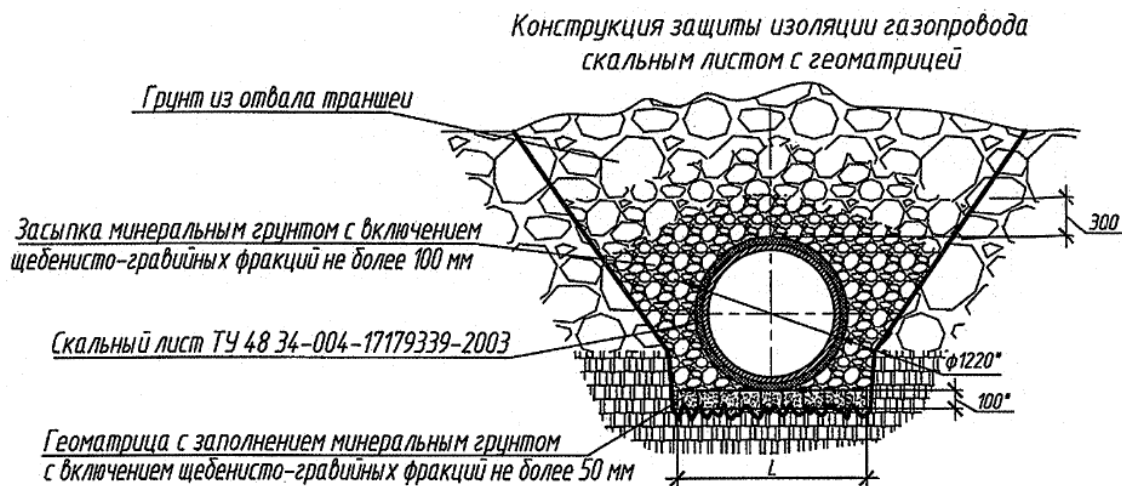


Рисунок 4.5 - Конструкция защиты изоляции газопровода скальным листом с геоматрицей

Так же существуют схемы укладки с подсыпкой дна траншеи минеральным грунтом с размерами частиц не более 50 мм и без таковой (рисунки 4.6, 4.7).

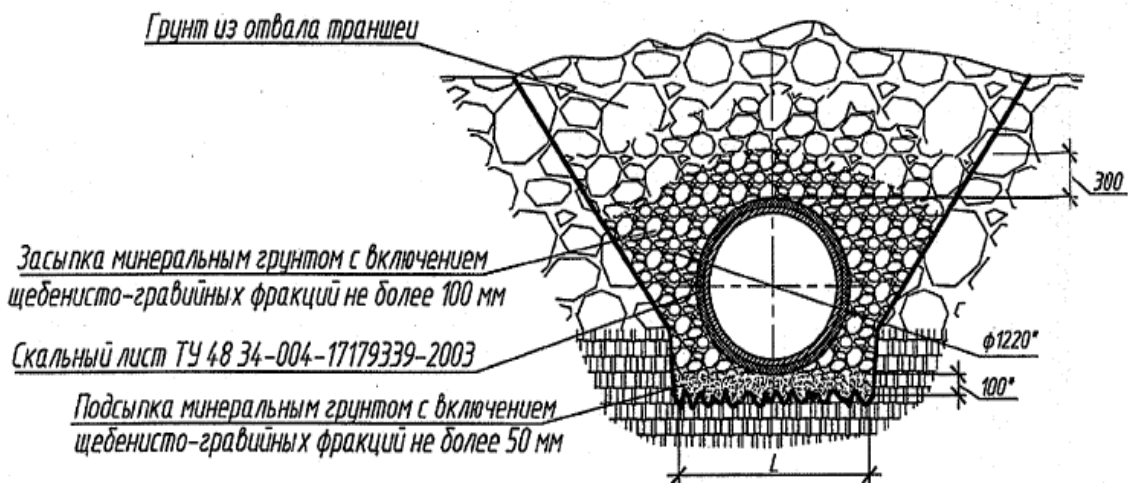


Рисунок 4.6 - Конструкция защиты изоляции газопровода скальным листом с подсыпкой дна траншеи минеральным грунтом

					Особенности подземной прокладки магистральных газопроводов в сейсмически активных районах	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		41

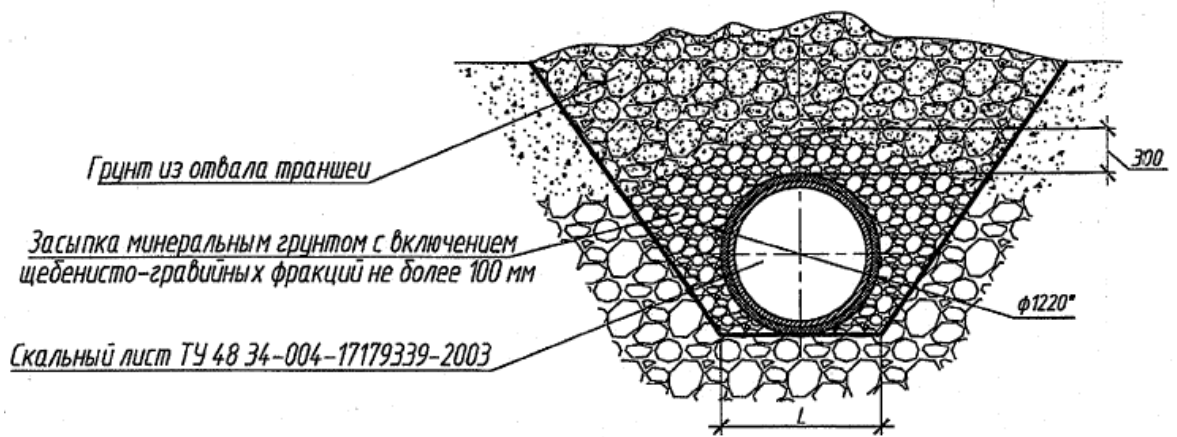


Рисунок 4.7 - Конструкция защиты изоляции газопровода скальным листом

На участках пересечений АТР необходимо предусматривать конструкцию траншеи трапециевидного сечения с пологими откосами (уклон не более 1:2) для обеспечения возможных перемещений трубопровода при смещениях разлома. Конструкция траншеи показана на рисунке 4.8.

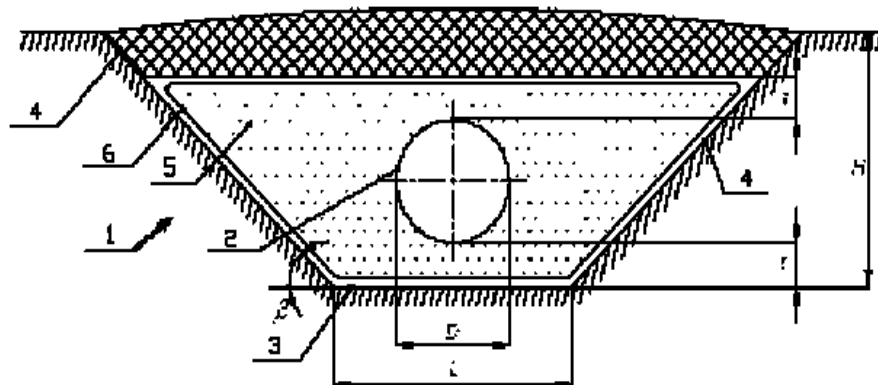


Рисунок 4.8 - Конструкция траншеи на участке перехода АТР

1 - траншея, 2 - трубопровод, 3- дно траншеи, 4 - откос траншеи, 5 - грунт засыпки, 6 - оболочка из водонепроницаемого материала

Ширина траншеи должна составлять не менее $L = (2.5-3.0)D$, где D - наружный диаметр трубопровода.

Подсыпку, присыпку и заполнение траншеи следует выполнять рыхлым песком. Глубина подсыпки и присыпки t должна составлять не менее 0.3 м. Для верхнего слоя засыпки используется вынутый грунт траншеи.

Максимально допустимая глубина заложения газопровода при подземной прокладке должна определяться расчётом на сейсмопрочность и продольную

					Особенности подземной прокладки магистральных газопроводов в сейсмически активных районах	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		42

устойчивость газопровода с учётом физико-механических свойств применяемого грунта засыпки, кинематического типа и величины прогнозируемых смещений грунта в разломе, механических свойств применяемых труб и их номинальных геометрических параметров (наружный диаметр и толщина стенки), рабочего (нормативного) давления, расчётного температурного перепада, физико-механических свойств грунта засыпки на прилегающих к границам зоны разлома протяженных участках.

При подземной прокладке подсыпка и засыпка газопровода должна производиться в местах пересечения тектонических разломов и прилегающих участках не менее 100 м в каждую сторону от границы разлома несвязным грунтом (крупным песком или гравием). В случае необходимости балластировки газопровода в зонах активных тектонических разломов последняя должна выполняться с применением балластирующих устройств из нетканых синтетических материалов с грунтовым наполнением.

Возможность применения подземной прокладки газопровода при пересечении активных тектонических разломов должна быть обоснована расчётами:

- на прочность, деформативность и продольную устойчивость при нормальных условиях эксплуатации;
- на сейсмопрочность и продольную устойчивость при воздействии на газопровод деформаций грунта в продольной сейсмической волне растяжения – сжатия;
- на сейсмическую прочность газопровода при воздействии смещающихся берегов разлома.

При подземной прокладке участка газопровода сейсмическое воздействие считается нагружением газопровода смещениями грунтов при сейсмических колебаниях, а при надземной прокладке – как силовое динамическое нагружение, передающееся на газопровод по опорным конструкциям.

					<i>Особенности подземной прокладки магистральных газопроводов в сейсмически активных районах</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		43

Глава 5. Расчет газопровода на прочность и устойчивость

Исходные данные

- Назначение магистрального газопровода – транспорт природного газа;
- Избыточное давление продукта – до 6.4 МПа;
- Диаметр (наружный) трубопровода – 530 мм;
- Коэффициент сцепления грунта $C_{гр} = 1$ кПа;
- Угол внутреннего трения грунта $\varphi_{гр} = 40$ град;
- Прокладка участка газопровода – подземная;
- Грунт в зоне прокладки – пески крупные и гравелистые.

Подземные участки газопровода должны быть проверены расчетом на прочность и устойчивость в соответствии с требованиями СП 86.13330.2014 [6] и с учетом сейсмических воздействий согласно СП 14.13330.2014 [4].

Расчет включает в себя два последовательных этапа. Первый этап заключается в расчете и проверки прочности трубопровода при нормальных условиях эксплуатации (НУЭ) согласно требованиям СП 86.13330.2014 [6]. Если участок трубопровода не удовлетворяет требованиям для НУЭ, то следует ввести поправки в конструктивную схему участка газопровода или изменить условия его нагружения.

Ко второму этапу (расчету на сейсмические воздействия) можно приступить только в случае выполнения всех требований и удовлетворения критериям прочности и устойчивости для НУЭ. Расчет при втором этапе основан на двухуровневом подходе, требования которого гласят:

- газопровод должен находиться в невредимом состоянии или с минимальными повреждениями при воздействии проектного землетрясения (ПЗ), при этом продолжая непрерывную работу или же с минимальными перерывами на ремонт незначительного масштаба НУЭ;

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	Сооружение магистральных газопроводов при прокладке в сейсмически активных районах		
Разраб.		Олчонов А.В.			Лит.	Лист	Листов
Руковод.		Саруев А.Л.				44	94
Консульт.					ТПУ гр.2Б4А		
Рук-ль ООП		Брусник О.В.					

• газопровод не должен иметь разрывы при воздействии максимального расчетного землетрясения (МРЗ), при этом допускаются перерывы на ремонтные работы при получении значительных повреждений.

Расчет подземных участков газопровода на действие сейсмических нагрузок, направленных по нормали к продольной оси трубопровода, не производится.

В случае невыполнения критериев сейсмостойкого проектирования, следует применять мероприятия организационного и конструктивного характера.

К ним относятся:

- изменение конфигурации трубопровода;
- устройство компенсационных участков;
- и др.

5.1 Определение толщины стенки участка газопровода

Расчетная толщина стенки газопровода определяется по следующей формуле:

$$\delta = \frac{npD_n}{2(R_1 + np)}, \quad (5.1.1)$$

где n - коэффициент надежности по нагрузке — внутреннему рабочему давлению в трубопроводе, принимаемый равным 1,1 [2];

p - рабочее давление, МПа;

D_n - наружный диаметр трубы, мм;

R_1 - расчетное сопротивление растяжению, МПа.

$$R_1 = \frac{R_1^H m}{k_1 k_n} = \frac{590 \cdot 0,6}{1,4 \cdot 1,0} = 252,86 \text{ МПа}, \quad (5.1.2)$$

где m - коэффициент условий работы трубопровода, равный 0,60 [6, табл.1];

k_1 - коэффициент надежности по материалу, равный 1,4 [6, табл.9];

k_n - коэффициент надежности по назначению трубопровода, равный 1,1 [6, табл. 11];

R_1^H - нормативное сопротивление растяжению металла труб и сварных

					Расчет газопровода на прочность и устойчивость	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		45

соединений, принимается равным минимальному значению временного сопротивления $\sigma_{вр}$, МПа [13].

$$\delta = \frac{1,1 \cdot 6,4 \cdot 0,53}{2 \cdot (252,86 \cdot 10^6 + 1,1 \cdot 6,4 \cdot 10^6)} = 0,00718 \text{ м} = 7,18 \text{ мм}$$

После определения толщины стенки трубы δ приступаем к определению продольных (осевых) напряжений в трубопроводе $\sigma_{пр.N}$, которые зависят от расчетных нагрузок и воздействий. К примеру для подземного трубопровода с прямолинейными участками, которые не подвергаются перемещениям, действующие нагрузки будут зависеть только от расчетного перепада температур и от внутреннего давления.

$$\sigma_{пр.N} = -\alpha E \Delta t + \mu \frac{p D_{вн}}{2 \delta_n}, \quad (5.1.3)$$

где $\alpha = 1,2 \cdot 10^{-5} \text{ 1/}^\circ\text{C}$ - коэффициент линейного расширения металла трубы;

$E = 2,06 \cdot 10^5 \text{ МПа}$ - переменный параметр упругости (модуль Юнга);

$\mu = 0,3$ - коэффициент поперечной деформации (коэффициент Пуассона) в стадии упругой работы металла, учитывающий соотношение продольных и кольцевых напряжений (продольных и поперечных деформаций) при нагружении трубы внутренним давлением;

$D_{вн}$ – внутренний диаметр трубопровода, м;

Δt - расчетный температурный перепад, $^\circ\text{C}$;

δ_n - номинальная толщина стенки трубопровода, которая получается путем округления расчетной толщины δ в большую сторону до ближайшей из сортаментного ряда толщин, предусмотренных ГОСТами или ТУ заводов-изготовителей, м.

$$D_{вн} = D_n - 2 \delta_n = 0,53 - 2 \cdot 0,008 = 0,514 \text{ м}, \quad (5.1.4)$$

Температурный перепад определяется по формуле:

$$\Delta t_{(+)} = \frac{\mu R_1}{\alpha E} = \frac{0,3 \cdot 252,86}{1,2 \cdot 10^{-5} \cdot 2,06 \cdot 10^5} = 30,69 \text{ }^\circ\text{C}, \quad (5.1.5)$$

$$\Delta t_{(-)} = \frac{(1 - \mu) R_1}{\alpha E} = \frac{(1 - 0,3) \cdot 252,86}{1,2 \cdot 10^{-5} \cdot 2,06 \cdot 10^5} = 71,6 \text{ }^\circ\text{C}, \quad (5.1.6)$$

В качестве расчетного принимаем абсолютное значение максимального

					Расчет газопровода на прочность и устойчивость	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		46

положительного или отрицательного температурного перепада 71,6 °С.

Далее по вышеуказанной формуле (5.1.3) производится расчет продольного осевого напряжения:

$$\begin{aligned}\sigma_{пр.N} &= -1,2 \cdot 10^{-5} \cdot 2,06 \cdot 10^{11} \cdot 71,6 + 0,3 \cdot \frac{1,1 \cdot 6,4 \cdot 10^6 \cdot 0,514}{2 \cdot 0,008} \\ &= -109,15 \text{ Мпа}\end{aligned}$$

Если при этом полученная величина $\sigma_{пр.N} \geq 0$, то такое напряжение называется растягивающим (когда продольные напряжения от внутреннего давления гасят термические), окончательно принимаем в качестве номинальной ранее найденную толщину стенки δ_H [6].

В данном случае $\sigma_{пр.N} < 0$, напряжения называются сжимающими (когда термические напряжения по модулю больше продольных напряжений от внутреннего давления). В таком случае величина δ корректируется по формуле:

$$\delta = \frac{npD_H}{2(R_1\psi_1 + np)}, \quad (5.1.7)$$

где n, p, D_H, R_1 - указаны выше в формуле (5.1.1);

ψ_1 - коэффициент, учитывающий двухосное напряженное состояние труб:

при $\sigma_{пр.N} \geq 0$ (осевые растягивающие напряжения) $\psi_1 = 1$;

при $\sigma_{пр.N} < 0$ (осевые сжимающие напряжения) коэффициент ψ_1 ($0 < \psi_1 < 1$)

вычисляется по формуле:

$$\psi_1 = \sqrt{1 - 0,75 \left(\frac{|\sigma_{пр.N}|}{R_1} \right)^2} - 0,5 \frac{|\sigma_{пр.N}|}{R_1}, \quad (5.1.8)$$

где $\sigma_{пр.N} = -109,15$ Мпа по формуле (5.1.3), продольное осевое сжимающее напряжение от расчетных нагрузок и воздействий с учетом упругопластической работы металла труб в зависимости от принятых конструктивных решений.

$$\psi_1 = \sqrt{1 - 0,75 \left(\frac{|-109,15 \cdot 10^6|}{252,86 \cdot 10^6} \right)^2} - 0,5 \frac{|-109,15 \cdot 10^6|}{252,86 \cdot 10^6} = 0,711$$

					Расчет газопровода на прочность и устойчивость	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		47

После нахождения неизвестных по формуле (5.1.7) проводится расчет толщины стенки трубопровода при наличии продольных нагрузений:

$$\delta = \frac{1,1 \cdot 6,4 \cdot 10^6 \cdot 530 \cdot 10^{-3}}{2 \cdot (252,86 \cdot 10^6 \cdot 0,711 + 1,1 \cdot 6,4 \cdot 10^6)} = 0,00998 \text{ м} = 9,98 \text{ мм}$$

Для дальнейших расчетов используется округленное значение толщины стенки газопровода, равное 10 мм.

5.2 Проверка прочности и устойчивости подземных и наземных (в насыпи) трубопроводов

Подземные и наземные (в насыпи) трубопроводы необходимо проверять на прочность, деформативность и общую устойчивость в продольном направлении и против всплытия [6].

Проверку на прочность подземных и наземных (в насыпи) трубопроводов в продольном направлении следует производить из условия

$$|\sigma_{np.N}| \leq \psi_2 R_1, \quad (5.2.1)$$

где $\sigma_{np.N}$ - продольное осевое напряжение от расчетных нагрузок и воздействий, определяемое по формуле (5.1.3):

$$\begin{aligned} \sigma_{np.N} &= -1,2 \cdot 10^{-5} \cdot 2,06 \cdot 10^{11} \cdot 71,6 + 0,3 \cdot \frac{1,1 \cdot 6,4 \cdot 10^6 \cdot 0,51}{2 \cdot 0,01} \\ &= -123,14 \text{ Мпа} \end{aligned}$$

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

$$\psi_2 = \sqrt{1 - 0,75 \left(\frac{\sigma_{кц}}{R_1} \right)^2} - 0,5 \frac{\sigma_{кц}}{R_1}, \quad (5.2.2)$$

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

$$\sigma_{кц} = \frac{npD_{вн}}{2\delta} = \frac{1,1 \cdot 6,4 \cdot 10^6 \cdot 0,51}{2 \cdot 0,01} = 179,52 \text{ Мпа}, \quad (5.2.3)$$

					Расчет газопровода на прочность и устойчивость	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		48

$$\psi_2 = \sqrt{1 - 0,75 \cdot \left(\frac{179,52 \cdot 10^6}{252,86 \cdot 10^6}\right)^2} - 0,5 \cdot \frac{179,52 \cdot 10^6}{252,86 \cdot 10^6} = 0,443$$

Производим проверку выполнения условия по формуле (5.2.1):

$$|-123,14 \cdot 10^6| \leq 0,443 \cdot 252,86 \cdot 10^6$$

$$123,14 \cdot 10^6 \geq 112,01 \cdot 10^6 - \text{проверка не выполнена.}$$

Раз проверяемое условие не выполняется, следует либо подобрать другую марку стали с лучшими механическими свойствами, либо увеличить толщину стенки трубы до ближайшей большей по сортаменту и повторить расчёты.

Выбран вариант с увеличением толщины стенки трубопровода до ближайшей большей по сортаменту, т.е. теперь $\delta_n = 12$ мм.

В таком случае продольные осевые напряжения по формуле (5.1.3) равны:

$$\begin{aligned} \sigma_{пр.N} &= -1,2 \cdot 10^{-5} \cdot 2,06 \cdot 10^{11} \cdot 71,6 + 0,3 \cdot \frac{1,1 \cdot 6,4 \cdot 10^6 \cdot 0,506}{2 \cdot 0,012} \\ &= -132,5 \text{ МПа} \end{aligned}$$

где $\alpha = 1,2 \cdot 10^{-5} \text{ 1/}^\circ\text{C}$ - коэффициент линейного расширения металла трубы;

$E = 2,06 \cdot 10^5 \text{ МПа}$ - переменный параметр упругости (модуль Юнга);

$\mu = 0,3$ - переменный коэффициент поперечной деформации стали (коэффициент Пуассона);

$D_{вн} = 0,506 \text{ м}$ - внутренний диаметр трубопровода по формуле (5.1.4);

$\Delta t = 71,6 \text{ }^\circ\text{C}$ - расчетный температурный перепад по формуле (5.1.5);

$\delta_n = 0,012 \text{ м}$ - номинальная толщина стенки трубы.

По формуле (5.1.8) определяется коэффициент ψ_1 , учитывающий двухосное напряженное состояние труб [6]:

$$\psi_1 = \sqrt{1 - 0,75 \left(\frac{|-132,5 \cdot 10^6|}{252,86 \cdot 10^6}\right)^2} - 0,5 \frac{|-132,5 \cdot 10^6|}{252,86 \cdot 10^6} = 0,629$$

Определим толщину стенки газопровода при наличии продольных осевых напряжений по формуле (5.1.7):

$$\delta = \frac{1,1 \cdot 6,4 \cdot 10^6 \cdot 0,53}{2 \cdot (252,86 \cdot 10^6 \cdot 0,629 + 1,1 \cdot 6,4 \cdot 10^6)} = 0,0116 \text{ м} = 11,6 \text{ мм}$$

					<i>Расчет газопровода на прочность и устойчивость</i>	<i>Лист</i>
						49
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		

Значение толщины стенки газопровода, которое получили расчетным путем округляем до большего значения, которое является близким по государственным стандартам или техническим условиям, т.е $\delta = 12$ мм.

Выполняем проверку прочности подземных и наземных (в насыпи) трубопроводов в продольном направлении по условию, представленному в формуле (5.2.1) с пересчитанным значением толщины стенки газопровода. В условии расчетными являются продольное осевое напряжение $\sigma_{пр,л}$ и коэффициент, учитывающий двухосное напряженное состояние металла труб ψ_2 , из них первое известно, т.к. рассчитывалось ранее и равно -132,5 МПа.

Поэтому необходимо найти значение коэффициента ψ_2 , учитывающего двухосное напряженное состояние металла труб [6] по формуле 5.2.2:

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

где R_1 - расчетное сопротивление растяжению, согласно формуле (5.1.2) равное 252,86 МПа;

$\sigma_{кц}$ - кольцевые напряжения в стенке трубы от расчётного внутреннего давления, определяемые по формуле (5.2.3), МПа:

$$\sigma_{кц} = \frac{1,1 \cdot 6,4 \cdot 10^6 \cdot 506 \cdot 10^{-3}}{2 \cdot 12 \cdot 10^{-3}} = 148,4 \text{ МПа}$$

$$\psi_2 = \sqrt{1 - 0,75 \left(\frac{148,4 \cdot 10^6}{252,86 \cdot 10^6} \right)^2} - 0,5 \frac{148,4 \cdot 10^6}{252,86 \cdot 10^6} = 0,568$$

Производим проверку выполнения условия (5.2.1):

$$|-132,5 \cdot 10^6| \leq 0,568 \cdot 252,86 \cdot 10^6$$

$$132,5 \cdot 10^6 \leq 143,45 \cdot 10^6 - \text{проверка выполнена.}$$

5.3 Расчет геометрических параметров трубы

Приняв окончательно номинальную толщину стенки трубы δ_n подсчитываем геометрические параметры трубы:

R_{CP} – радиус срединной поверхности цилиндрической оболочки, м:

					Расчет газопровода на прочность и устойчивость	Лист
						50
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

$$R_{cp} = \frac{D_H - \delta_H}{2} = \frac{0,53 - 0,01}{2} = 0,26 \text{ м}, \quad (5.3.1)$$

где δ_H / R_{cp} – отношение номинальной толщины стенки к радиусу срединной поверхности:

$$\frac{\delta_H}{R_{cp}} = \frac{0,01}{0,26} = 0,0384$$

F_δ – площадь поперечного сечения стенки трубы, м²:

$$F_\delta = \frac{\pi}{4} (D_H^2 - D_{BH}^2) \quad (5.3.2)$$

$$F_\delta = \frac{3,14}{4} \cdot (0,53^2 - 0,51^2) = 0,0163 \text{ м}^2$$

I – осевой момент инерции поперечного сечения трубы при ее изгибе, м⁴:

$$I = I_{XX} = I_{YY} = \frac{\pi}{64} (D_H^4 - D_{BH}^4) \approx \pi R_{cp}^3 \delta_H \quad (5.3.3)$$

$$I = 3,14 \cdot 0,26^3 \cdot 0,01 = 0,0005519 \text{ м}^4$$

(E·I) – жесткость трубы на изгиб, Н·м², (5.3.4)

$$(E·I) = 2,1 \cdot 10^{11} \cdot 0,0005518 = 0,1159 \cdot 10^9 \text{ Н} \cdot \text{м}^2.$$

5.4 Проверка на предотвращение недопустимых пластических деформаций

Для предотвращения недопустимых пластических деформаций подземных и наземных (в насыпи) трубопроводов проверку необходимо производить по условиям п.12.4.2 [6]:

$$1) \quad |\sigma_{np}^H| \leq \psi_3 \frac{m}{0,9k_H} R_2^H, \quad (5.4.1)$$

$$2) \quad |\sigma_{kc}^H| \leq \frac{m}{0,9k_H} R_2^H, \quad (5.4.2)$$

где $|\sigma_{np}^H|$ – максимальные (фибровые) суммарные продольные напряжения в трубопроводе от нормативных нагрузок и воздействий, определяемые согласно п.8.27, МПа;

					Расчет газопровода на прочность и устойчивость	Лист
						51
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

R_2^H - нормативное сопротивление растяжению металла труб и сварных соединений, принимается равным минимальному значению предела текучести, МПа;

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

$$\sigma_{кц}^H = \frac{pD_{вн}}{2\delta_H} = \frac{6,4 \cdot 10^6 \cdot 0,506}{2 \cdot 0,012} = 141,3 \text{ МПа}, \quad (5.4.3)$$

ψ_3 - коэффициент, учитывающий двухосное напряженное состояние металла труб, определяемый по формуле:

$$\psi_3 = \sqrt{1 - 0,75 \left(\frac{\sigma_{кц}^H}{\frac{m}{0,9k_H} R_2^H} \right)^2} - 0,5 \frac{\sigma_{кц}^H}{\frac{m}{0,9k_H} R_2^H}, \quad (5.4.4)$$

Для удобства в дальнейших расчетах следует рассчитать:

$$\frac{m}{0,9k_H} R_2^H = \frac{0,6}{0,9 \cdot 1,0} \cdot 460 \cdot 10^6 = 306,7 \text{ МПа}, \quad (5.4.5)$$

Согласно формуле (5.4.4) рассчитан коэффициент, учитывающий двухосное напряженное состояние металла труб:

$$\psi_3 = \sqrt{1 - 0,75 \left(\frac{141,3}{306,7} \right)^2} - 0,5 \frac{141,3}{306,7} = 0,72$$

Далее рассчитываются максимальные (фибровые) суммарные продольные напряжения в трубопроводе по формуле [6]:

$$\sigma_{пр}^H = \mu \sigma_{кц}^H - \alpha E \Delta t \pm \frac{E D_H}{2\rho}, \quad (5.4.6)$$

где ρ - минимальный радиус упругого изгиба оси трубопровода, м.

$$\sigma_{пр(+)}^H = 0,3 \cdot 141,3 \cdot 10^6 - 1,2 \cdot 10^{-5} \cdot 2,06 \cdot 10^{11} \cdot 71,6 + \frac{2,06 \cdot 10^{11} \cdot 0,53}{2 \cdot 500} = -15,4 \cdot 10^6 \text{ МПа}$$

$$\sigma_{пр(-)}^H = 0,3 \cdot 141,3 \cdot 10^6 - 1,2 \cdot 10^{-5} \cdot 2,06 \cdot 10^{11} \cdot 71,6 - \frac{2,06 \cdot 10^{11} \cdot 0,53}{2 \cdot 500} = -213,8 \cdot 10^6 \text{ МПа}$$

Для осуществления проверки берется наибольшее абсолютное значение, т.е. $|\sigma_{пр}^H| = 213,8$ Мпа.

Проверка:

$$1) |-213,8 \cdot 10^6| \leq 0,72 \cdot 306,7 \cdot 10^6$$

$$2) 141,3 \leq 306,7$$

Оба значения удовлетворяют условия, значит проверка пройдена.

5.5 Проверка общей устойчивости трубопровода в продольном направлении

Общую устойчивость трубопровода в продольном направлении в плоскости наименьшей жесткости следует проверять по условию п.12.4.4 [6]:

$$S \leq mN_{кр}, \quad (5.5.1)$$

где S - эквивалентное продольное осевое усилие в сечении трубопровода, Н, определяемое согласно п.12.4.5 [6];

$N_{кр}$ - 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 , МН, определяется по формуле:

					Расчет газопровода на прочность и устойчивость	Лист
						53
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

$$S = [(0,5 - \mu)\sigma_{кц} + \alpha E \Delta t]F, \quad (5.5.2)$$

где $\sigma_{кц}$ - кольцевые напряжения в стенке трубы от расчётного внутреннего давления, определенное ранее по формуле (5.2.3) и равное 148,4 Мпа;

F - площадь поперечного сечения трубы, м²:

$$F = \frac{\pi}{4}(D_{н}^2 - D_{вн}^2) = \frac{\pi}{4}(0,53^2 - 0,506^2) = 0,0195 \text{ м}^2, \quad (5.5.3)$$

Согласно формуле (6.6.2) рассчитывается S:

$$S = [(0,5 - 0,3) \cdot 148,4 \cdot 10^6 + 1,2 \cdot 10^{-5} \cdot 2,06 \cdot 10^{11} \cdot 71,6] \cdot 0,0195 \\ = 4,03 \text{ МН}$$

Для *прямолинейных участков* подземных трубопроводов в случае пластической связи трубы с грунтом продольное критическое усилие находится по формуле:

$$N_{кр} = 4,09 \cdot \sqrt[11]{P_0^2 \cdot q_{верт}^4 \cdot F^2 \cdot E^5 \cdot J^3}, \quad (5.5.4)$$

где P_0 - сопротивление грунта продольным перемещениям отрезка трубопровода единичной длины, Н/м;

J - осевой момент инерции металла трубы, определяется по формуле:

$$I. \quad J = \frac{\pi}{64} \cdot (D_{н}^4 - D_{вн}^4) = \frac{\pi}{64} \cdot (0,53^4 - 0,506^4) = 0,00065 \text{ м}^4, \quad (5.5.5)$$

$q_{верт}$ - сопротивление вертикальным перемещениям отрезка трубопровода единичной длины, обусловленное весом грунтовой засыпки и собственным весом трубопровода, отнесенное к единице длины:

$$II. \quad q_{верт} = n_{гр} \cdot \gamma_{гр} \cdot D_{н} \cdot \left(h_0 + \frac{D_{н}}{2} - \frac{\pi \cdot D_{н}}{8} \right) + q_{тр}, \quad (5.5.6)$$

где $n_{гр} = 0,8$ - коэффициент надежности по нагрузке от веса грунта принимаемый по таблице 14, СП 36.13330.2012 [6];

$\gamma_{гр} = 26500 \text{ кН/м}^3$ - удельный вес грунта, [14];

$h_0 = 1 \text{ м}$ - высота слоя засыпки от верхней образующей трубопровода до поверхности грунта;

$q_{тр}$ — расчетная нагрузка от собственного веса заизолированного трубопровода с перекачиваемым продуктом, Н/м:

					Расчет газопровода на прочность и устойчивость	Лист
						54
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

$$q_{\text{тр}} = q_{\text{м}} + q_{\text{и}} + q_{\text{пр}} , \quad (5.5.7)$$

где $q_{\text{м}}$ – расчетная нагрузка от массы трубы, Н/м ;

$q_{\text{и}}$ – расчетная нагрузка от изоляции трубопровода, Н/м ;

$q_{\text{пр}}$ – расчетная нагрузка от веса продукта, Н/м ;

а) Нагрузка от собственного веса металла трубы:

$$q_{\text{м}} = n_{\text{св}} \cdot \gamma_{\text{м}} \cdot \frac{\pi}{4} \cdot (D_{\text{н}}^2 - D_{\text{вн}}^2) , \quad (5.5.8)$$

где $n_{\text{св}} = 0,95$ - коэффициент надежности по нагрузкам при расчете на продольную устойчивость и устойчивость положения;

$\gamma_{\text{м}}$ - удельный вес металла, из которого изготовлены трубы, для стали равный 78500 Н/м^3 .

$$q_{\text{м}} = 0,95 \cdot 78500 \cdot \frac{3,14}{4} \cdot (0,53^2 - 0,506^2) = 1456 \text{ Н/м}$$

б) Нагрузка от собственного веса изоляции для подземных трубопроводов $q_{\text{и}}$ находится по формуле :

$$q_{\text{и}} = n \cdot \gamma_{\text{из}} \cdot \frac{\pi}{4} \cdot (D_{\text{из}}^2 - D_{\text{н}}^2) , \quad (5.5.9)$$

где n – коэффициент надежности по нагрузке от веса изоляции, принимаемый равным 1,2;

$\gamma_{\text{из}}$ - удельный вес изоляции, равный 14700 Н/м^3 ;

$D_{\text{из}}$ - диаметр трубопровода с изоляционным покрытием, равный $0,538 \text{ м}$.

$$q_{\text{и}} = 1,2 \cdot 14700 \cdot \frac{3,14}{4} \cdot (0,538^2 - 0,53^2) = 118,3 \text{ Н/м}$$

в) Нагрузка от веса продукта, находящейся в трубе единичной длины:

$$q_{\text{пр}} = 10^{-2} \cdot p \cdot D_{\text{вн}}^2 = 10^{-2} \cdot 6,4 \cdot 10^6 \cdot 0,506^2 = 16\,386 \text{ Н/м} , \quad (5.5.10)$$

Определив все неизвестные, можно рассчитать нагрузку $q_{\text{тр}}$ от собственного веса заизолированного трубопровода с перекачиваемым продуктом по формуле (6.6.3):

$$q_{\text{тр}} = 1456 \text{ Н/м} + 118,3 \text{ Н/м} + 16\,386 \text{ Н/м} = 17960,3 \text{ Н/м}$$

					Расчет газопровода на прочность и устойчивость	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		55

И после нахождения можно приступить к вычислению сопротивления $q_{\text{верт}}$ вертикальным перемещениям отрезка трубопровода единичной длины согласно формуле (5.5.6):

$$q_{\text{верт}} = 0,8 \cdot 26500 \cdot 0,53 \cdot \left(1 + \frac{0,53}{2} - \frac{3,14 \cdot 0,53}{8}\right) + 17960,3 = 29\,836,8 \text{ Н/м}$$

III. Далее по формуле определяется величина P_0 :

$$P_0 = \pi \cdot D_H \cdot (C_{\text{гр}} + P_{\text{гр}} \cdot \text{tg} \varphi_{\text{гр}}), \quad (5.5.11)$$

где $C_{\text{гр}} = 1,0$ кПа - коэффициент сцепления грунта;

$P_{\text{гр}}$ - среднее удельное давление на единицу поверхности контакта трубопровода с грунтом;

$\varphi_{\text{гр}} = 40$ град - угол внутреннего трения грунта, [табл.1,15].

Величина $P_{\text{гр}}$ вычисляется по формуле:

$$P_{\text{гр}} = \frac{2 \cdot n_{\text{гр}} \cdot \gamma_{\text{гр}} \cdot D_H \cdot \left[\left(h_0 + \frac{D_H}{8} \right) + \left(h_0 + \frac{D_H}{2} \right) \cdot \text{tg}^2 \left(45^\circ - \frac{\varphi_{\text{гр}}}{2} \right) \right] + q_{\text{гр}}}{\pi \cdot D_H}$$

$$= \frac{2 \cdot 0,8 \cdot 26500 \cdot 0,53 \cdot \left[\left(1 + \frac{0,53}{8} \right) + \left(1 + \frac{0,53}{2} \right) \cdot \text{tg}^2 \left(45^\circ - \frac{40^\circ}{2} \right) \right] + 17\,960,3}{3,14 \cdot 0,53}$$

$$= 25\,327,9 \text{ Н/м} \quad (5.5.12)$$

По формуле (5.5.11) находится сопротивление грунта продольным перемещениям отрезка трубопровода единичной длины

$$P_0 = 3,14 \cdot 0,53 \cdot (1000 + 25\,327,9 \cdot \text{tg} 40^\circ) = 37\,028,7 \text{ Н/м}$$

Основным моментом в данном пункте является вычисление величины $N_{\text{кр}}$ по формуле (6.6.4):

$$N_{\text{кр}} = 4,09 \cdot \sqrt[11]{37\,028,7^2 \cdot 29\,836,8^4 \cdot 0,0195^2 \cdot (2,06 \cdot 10^{11})^5 \cdot 0,00065^3}$$

$$= 10,77 \text{ МН}$$

Проверяем выполнение условия (5.5.1):

$$m \cdot N_{\text{кр}} = 0,6 \cdot 10,77 \cdot 10^6 = 6,46 \text{ МН}$$

$$4,03 \text{ МН} \leq 6,46 \text{ МН}$$

					Расчет газопровода на прочность и устойчивость	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		56

Условие выполняется, следовательно, устойчивость трубопровода на прямолинейных участках в заданных условиях обеспечивается.

Продольное критическое усилие для прямолинейных участков трубопроводов в случае упругой связи с грунтом находим по формуле:

$$N_{кр}^2 = 2 \cdot \sqrt{k_0 \cdot D_n \cdot E \cdot J} = 2 \cdot \sqrt{18 \cdot 10^6 \cdot 0,53 \cdot 2,06 \cdot 10^{11} \cdot 0,00065} = 35,74 \text{ МН}, \quad (5.5.13)$$

где k_0 - коэффициент нормального сопротивления грунта, или коэффициент постели грунта при сжатии, МН/м³ [14, табл. 4.6]

Проверяем условие: $S \leq m \cdot N_{кр}^2$, (5.5.14)

$$m \cdot N_{кр}^2 = 0,6 \cdot 35,74 = 21,44 \text{ МН},$$

$$4,03 \text{ МН} \leq 21,44 \text{ МН}$$

Условие устойчивости прямолинейных участков трубопровода в случае упругой связи с грунтом обеспечено.

Проверим общую устойчивость криволинейных участков трубопровода, выполненных с упругим изгибом.

Для криволинейных (выпуклых) участков трубопровода, выполненных упругим изгибом, в случае пластической связи трубы с грунтом критическое усилие:

$$N_{кр}^3 = \beta_N \cdot \sqrt[3]{q_{верт}^2 \cdot E \cdot J}, \quad (5.5.15)$$

$$N_{кр}^4 = 0,375 \cdot q_{верт} \cdot \rho, \quad (5.5.16)$$

где β_N - коэффициент, определяемый по номограмме и зависящий от параметров θ_β и Z_β [15, рис. 4.2];

ρ – радиус упругого изгиба, м.

$$\theta_\beta = \frac{1}{\rho \cdot \sqrt[3]{\frac{q_{верт}}{E \cdot J}}} = \frac{1}{500 \cdot \sqrt[3]{\frac{23\,906,9}{2,06 \cdot 10^{11} \cdot 0,00065}}} = 0,0355 \quad (5.5.17)$$

					Расчет газопровода на прочность и устойчивость	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		57

$$Z_{\beta} = \frac{\sqrt{\frac{P_0 \cdot F}{q_{\text{верт}} \cdot J}}}{\sqrt[3]{\frac{q_{\text{верт}}}{E \cdot J}}} = \frac{\sqrt{\frac{27\,040,2 \cdot 0,0195}{23\,906,9 \cdot 0,00065}}}{\sqrt[3]{\frac{23\,906,9}{2,06 \cdot 10^{11} \cdot 0,00065}}} = 103,46 \quad (5.5.18)$$

По номограмме определяем, что коэффициент $\beta_N = 16,5$.

Определяем критические усилия по формулам (5.5.15) и (5.5.16):

$$N_{\text{кр}}^3 = 16,5 \cdot \sqrt[3]{23\,906,9^2 \cdot 2,06 \cdot 10^{11} \cdot 0,00065} = 70 \text{ МН}$$

$$N_{\text{кр}}^4 = 0,375 \cdot 23\,906,9 \cdot 500 = 44,8 \text{ МН}$$

Производим проверку выполнения условий:

$$1) \quad S \leq m \cdot N_{\text{кр}}^3$$

$$m \cdot N_{\text{кр}}^3 = 0,6 \cdot 70 = 42 \text{ МН},$$

$$4,03 \text{ МН} \leq 42 \text{ МН}$$

$$2) \quad S \leq m \cdot N_{\text{кр}}^4$$

$$m \cdot N_{\text{кр}}^4 = 0,6 \cdot 44,8 = 26,9 \text{ МН}$$

$$4,03 \text{ МН} \leq 26,9 \text{ МН}$$

Условия устойчивости для криволинейных участков выполняются.

После выполненных расчетов можно сказать, что все условия прочности и устойчивости выполнены, следовательно общая устойчивость газопровода обеспечена.

5.6 Критерии сейсмостойкого проектирования газопровода

Периоды повторяемости в соответствии со СП 14.13330.2014 [4] проектного и максимального расчетного землетрясений следует принять следующими:

- для ПЗ: 500 лет;
- для МРЗ: 1000 лет.

Для оценки сейсмостойкости газопровода должны быть проведены расчеты, аналогичные расчетам при НУЭ с учетом сейсмических воздействий, а

					Расчет газопровода на прочность и устойчивость	Лист
						58
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

также выполнены проверки в соответствии с приведенными в данном разделе требованиями, соответствующим различным видам отказов газопровода при землетрясениях.

Для поверочных расчётов подземных участков газопровода, в том числе в зонах активных тектонических разломов, на прочность и устойчивость с учётом сейсмических воздействий при проектном (ПЗ) и максимальном расчётном (МРЗ) землетрясениях должны быть использованы следующие предельные состояния:

- разрыв газопровода (потеря прочности стенки трубы);
- местная потеря устойчивости стенки трубы;
- гофрообразование по телу трубы;
- трещинообразование в кольцевых сварных швах, зонах термического влияния, по телу трубы;
- общая потеря устойчивости трубопровода.

Разрыв газопровода связан, как правило, с действием внутреннего давления, когда происходит раскрытие стенки трубопровода под действием кольцевых напряжений.

Для исключения разрывов необходимо ограничивать уровень кольцевых напряжений по отношению как к пределу текучести, так и пределу прочности материала труб. Увеличивать толщину стенки трубы следует лишь в случае, если невозможны другие пути снижения напряжений до уровня допустимых. Подобная ситуация может возникнуть только в случае расчета участков пересечений газопроводом активных тектонических разломов при значительных прогнозных смещениях.

Местная потеря устойчивости стенки трубопровода (местное смятие) происходит при общем изгибе трубопровода в зоне действия сжимающих продольных напряжений.

Для предотвращения местного смятия необходимо ограничивать уровень изгибных деформаций в сечении трубопровода. Должны выполняться

					Расчет газопровода на прочность и устойчивость	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		59

следующие условия ограничения как относительных, так и абсолютных значений изгибных деформаций:

- на стадии ПЗ:

$$\frac{\varepsilon_{изг}}{\varepsilon_{M \max}} \leq 0,90 \quad (5.6.1)$$

- на стадии МРЗ:

$$\varepsilon_{изг} \leq 0,04 \quad (5.6.2)$$

где $\varepsilon_{изг}$ - общая изгибная деформация;

$\varepsilon_{M \max}$ - деформация, соответствующая максимуму на диаграмме «изгибающий момент – изгибная деформация».

Гофрообразование происходит при высоких уровнях осевых деформаций сжатия.

Для предотвращения гофрообразования необходимо нормировать уровни осевых деформаций сжатия в газопроводе:

$$\frac{\varepsilon_{пр.N}^-}{\varepsilon_{гофр}} \leq [k_{гофр}], \quad (5.6.3)$$

где $\varepsilon_{пр.N}^-$ - осевая деформация сжатия;

$\varepsilon_{гофр}$ - осевая деформация сжатия, при которой начинается гофрообразование;

$[k_{гофр}]$ - относительная допустимая осевая деформация сжатия, которая принимается равной:

- 0.80 - для стадии ПЗ;
- 1.00 - для стадии МРЗ.

Образование трещин в кольцевых сварных швах происходит при высоких уровнях осевых деформаций растяжения.

Для исключения данного вида отказа требуется обеспечение достаточно высокого относительного (в сравнении с основным материалом труб) уровня предела текучести материала сварного шва (условие является одинаковым как для стадии ПЗ, так и для стадии МРЗ), а также ограничение абсолютных продольных деформаций растяжения в трубопроводе:

					Расчет газопровода на прочность и устойчивость	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		60

$$\frac{(R_2^H)_{св}}{R_2^H} \geq 1,10 \quad (5.6.4)$$

$$\varepsilon_{np}^+ \leq [\varepsilon_{np}^+] \quad (5.6.5)$$

где R_2^H - минимальный нормативный предел текучести основного металла трубы;

$(R_2^H)_{св}$ - минимальный предел текучести материала сварного шва/зоны термического влияния (ЗТВ);

ε_{np}^+ - деформация растяжения в сечении газопровода;

$[\varepsilon_{np}^+]$ – допустимая деформация растяжения в сечении газопровода, которая принимается равной:

- 0.015 (1.5 %) – для стадии ПЗ;
- 0.03 (3 %) – для стадии МРЗ.

Общая потеря устойчивости в вертикальной плоскости («продольная устойчивость» - в соответствии со СП 36.13330.2012 [6]) происходит при действии значительных сжимающих осевых усилий и недостаточной балластировке газопровода.

Для обеспечения общей устойчивости газопровода при сейсмических воздействиях необходимо нормировать величину заглубления газопровода с достаточным запасом по отношению к глубине, рассчитанной при НУЭ. Данное условие должно соблюдаться только для стадии ПЗ:

$$\frac{H}{H_{НУЭ}} \geq 1.10 \quad (5.6.6)$$

где H – требуемая величина заглубления (засыпки) газопровода (от поверхности земли до верха трубопровода);

$H_{НУЭ}$ – расчетная величина заглубления, обеспечивающая общую устойчивость газопровода на стадии НУЭ.

Расчетную величину заглубления H , обеспечивающую общую устойчивость газопровода на стадии НУЭ, необходимо рассчитывать с учетом диаграмм взаимодействия трубопровода с грунтом, физической нелинейности

					Расчет газопровода на прочность и устойчивость	Лист
						61
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

материала труб и возможной выпуклости участков газопровода в вертикальной плоскости.

Методы определения общей изгибной деформации, осевой деформации сжатия, деформаций растяжения в сечении газопровода должны учитывать упруго–пластические деформации материала труб (физическую нелинейность), а также геометрическую нелинейность в поведении системы «трубопровод - грунт» при сейсмических воздействиях.

					<i>Расчет газопровода на прочность и устойчивость</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		62

Глава 6. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение

6.1 Расчет нормативной продолжительности выполнения работ

Нормативную продолжительность цикла работ определяют по отдельным составляющим его производственным процессам.

Продолжительность работ формируется на основе:

- наряда на производство работ;
- данных геологической, технической или технологической части проекта;
- норм времени на операции;
- данных справочников для нормирования операций, вспомогательных, подготовительно-заключительных измерительных работ и др. [16].

В таблице 6.1 представлены нормы времени на выполнение операций при прокладке трубопровода в сейсмически активном районе.

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата			
					Сооружение магистральных газопроводов при прокладке в сейсмически активных районах		
Разраб.		Олчоновна А.В.			Лит.	Лист	Листов
Руковод.		Саруев А.Л.				63	94
Консульт.					ТПУ гр.2Б4А		
Рук-ль ООП		Брусник О.В.					

Таблица 6.1 – Нормы времени выполнения технологических операций

№	Наименование работ	Единица измерения работ	Объем выполнения работ	Продолжительность работ, дни	Состав бригады, чел.
Первый этап - подготовительные работы					
1	Уточнение положения трубопровода			4	4
2	Выполнение вдольтрассовых и внетрассовых работ (сварка труб в секции, изготовление криволинейных вставок и тд.)	шт.	180	12	8
3	Планировка и расчистка строительной полосы (снятие плодородного слоя почвы, перемещение его во временный отвал, планировка отвала грунта со стороны движения ремонтно-строительной колонны)	м ²	120	12	6
Второй этап - строительно-монтажные работы					
1	Выполнение	м ³	160	16	12

					<p>Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение</p>	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		64

	земляных работ (разработка траншеи, рытье котлована)				
2	Вывоз секций труб на трассу и раскладка их на бровке траншеи	шт.	16	8	4
3	Подсыпка трубопровода минеральным грунтом	м ³	80	8	4
4	Укладка труб	шт.	16	20	6
5	Соединение сваренных секций в единую линию	шт.	16	16	6
6	Изоляционные работы (скальный лист, геоматрица)	м ²	40	12	6
Третий этап - завершающий этап					
1	Очистка внутренней полости Трубопровода	м ²	40	8	4
2	Испытание на прочность и герметичность			8	4
3	Засыпка траншеи несвязным грунтом (крупнозернистым песком или мелким гравием)	м ³	120	16	8
4	Техническая рекультивация плодородного	м ²	180	12	8

					Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		65

	слоя почвы				
	Итого			152	

Ниже представлена диаграмма Ганта, в которой иллюстрирован календарный план проекта прокладки трубопровода в сейсмически активном районе. Суть диаграммы заключается в том, что выполняемые операции согласно теме ВКР представлены отрезками с указанием даты начала и конца выполнения работ.

Таблица 6.2 Линейный календарный график прокладки трубопровода

Вид работ	Сутки	Продолжительность, месяцы							
		1	2	3	4	5	6	7	8
Подготовительные	28								
Строительно - монтажные	80								
Завершающие	44								
Итого	152	5							

6.2 Нормативно-правовая база, используемая для расчётов

На стадии планирования, финансирования и расчетов работ заказчиков необходимо пользоваться сметными расчетами, всеми статьями приведенных затрат.

Для определения затрат на операции используются следующие проекты и нормативные документы:

- 1) данные технического проекта;
- 2) строительные нормы и правила (СНиП);
- 3) единые районные единичные расценки;
- 4) единые и местные цены на материалы, оборудование, инструменты и оснастку.

5) Нормативная база сметных расчётов ВКР в области налогообложения
(таблица 6.3) [17].

Таблица 6.3 - Нормативная база сметных расчётов ВКР в области налогообложения

Вид норматива, нормативная база		Характеристика	Источник	Методические указания
1	Норма амортизации	Зависит от класса основных средств по сроку полезного использования	НК РФ Статья 258. Амортизационные группы; ПБУ №6	Методы начисления амортизации: линейный и нелинейный.
2	Повышающий коэффициент к амортизации	Перечень имущества	№144-ФЗ от 23.05.2016 г. п.1 ст.2	
3	Класс основных средств	Общероссийский классификатор основных средств (ОКОФ)	Постановление правительства РФ от 07.07.2016 г. ; N 281-ФЗ	
4	Страховые взносы	30 % от фонда оплаты труда	Глава 34 Налоговый кодекс РФ	База исчисления – фонд оплаты труда Предельный размер фонда оплаты труда облагаемый страховыми взносами в 2017 г.: ФСС- 755 тыс. руб.; ПФ- 876 тыс. руб.
5	Страхование от профессиональных заболеваний и несчастных случаев на производстве	В 2017 году и в плановом периоде 2018 и 2019 годов сохраняются 32 класса профессионального риска, размеры и диапазон страховых тарифов от 0,2 до 8,5%.	N 125-ФЗ	
6	Коэффициент-дефлятор	2018 - 1,481; 2017 г. - 1,425	Приказ Минэкономразвития России	Применяется для дооценки основных и оборотных средств организации.
7	Налог на прибыль	Ставка 20 %	Глава 25 Налоговый кодекс РФ	Для предприятий, работающих на общих основаниях
8	Налог на добавленную стоимость	Ставка 18 %	Глава 21 Налоговый кодекс РФ	

6.3 Расчет сметной стоимости работ

В данном пункте определяются затраты при прокладке трубопровода в сейсмически активном районе или же при пересечении зон активных тектонических разломов. Необходимо выделить следующие виды затрат:

- материальные затраты;
- затраты на оплату труда рабочим;
- страховые взносы;
- амортизационные отчисления;
- прочих расходов (налоги, сборы, затраты на командировки, переподготовку кадров).

К *материальным расходам* относятся затраты на приобретение:

- сырья, основных и вспомогательных материалов, используемых в производственном процессе;
- запасных частей, комплектующих изделий, тары и др.;
- топлива, воды и энергии всех видов, используемых на производственные нужды и отопление;
- работ и услуг производственного характера, выполняемых сторонними организациями или индивидуальными предпринимателями, а также собственными структурными подразделениями предприятия (организации) (транспортные услуги, контроль за соблюдением технологического процесса, техобслуживание основных фондов, средств связи, компьютерной техники и др.);
- на содержание и эксплуатацию природоохранных сооружений.

Сумма материальных расходов уменьшается на стоимость возвратных отходов. Возвратные отходы оцениваются по пониженной цене, если они могут быть использованы в основном или вспомогательном производстве или по цене реализации, если они реализуются на сторону [18].

К материальным расходам приравниваются:

					Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		68

– расходы на рекультивацию земель и другие природоохранные потери при транспортировке товароматериальных ценностей в пределах норм естественной убыли;

– технологические потери при производстве и (или) транспортировке.

Основу сметного расчёта при прокладке трубопровода в спецтраншею в сейсмически активном районе составляют затраты на материальные ресурсы, трудовые затраты на заработную плату и страховые взносы, амортизация основных фондов, что приведено в таблице 6.4.

Таблица 6.4 – Статьи сметного расчёта на выполнение работ

Статьи затрат	
1	Материалы и комплектующие
2	Оплата труда
3	Страховые взносы в государственные внебюджетные фонды
4	Амортизация основных средств
5	Накладные расходы
6	Прочие расходы
17	Итого собственных затрат
18	Всего стоимость

Таблица 6.5 – Расчет стоимости материалов на проведение работ

Наименование материала, единица измерения	Норма расхода материала, нат. ед.	Цена за единицу, руб./ нат. ед.	Стоимость материалов, руб.
Песчано-гравийная смесь	450 м ³	300 руб./ м ³	135 000
Дренажное полотно (2х20 м) «Дельта мс»	36 рулон	5000 руб./рулон	180 000
Геомембрана «Тефонд Дрейн Плюс»	3 353 м ²	260 руб./ м ²	871 780
Геотекстиль «Дорнит»	1957 м ²	56 руб./ м ²	109 570
Стальные трубы 10Г2СФБ по 12 м	15 шт.	4000 руб/м.	720 000
Скальные листы полимерные (СЛП -530 У)	180 м ²	720 руб/ м ²	129 600
ИТОГО			2 145 950

6.4 Расчет заработной платы

К расходам на оплату труда относятся:

- суммы, начисленные по тарифным ставкам, должностным окладам, сдельным расценкам или в процентах от выручки от реализации продукции (работ, услуг) в соответствии с принятыми на предприятии (организации) формами и системами оплаты труда;
- премии за производственные результаты, надбавки к тарифным ставкам и окладам за профессиональное мастерство и др;
- начисления стимулирующего или компенсирующего характера ;
- надбавки за работу в ночное время, в многосменном режиме, совмещение профессий, работу в выходные и праздничные дни и д.;
- надбавки по районным коэффициентам, за работу в районах крайнего Севера и др;
- суммы платежей (взносов) работодателей по договорам обязательного и добровольного страхования [19].

Таблица 6.6 - Надбавки и доплаты к заработной плате работника

Районный коэффициент	1,7
Северная надбавка	1,5
Доплата за вредность	1,12

Таблица 6.7 – Расчет заработной платы

Должность	Количество	Часовая тарифная ставка, руб.	Норма времени на проведение мероприятия, ч.	Районный коэффициент, руб.	Северная надбавка, руб.	Доплата за вредность, руб.	Заработная плата с учетом надбавок на всех работников, руб.
Линейный трубопроводчик	4	130,2	132	29 216,88	25 779,6	19 248,7 7	296 980,99

Машинист бульдозера	2	155,2	132	34 826,88	30 729,6	22 944,7 7	177 002,5
Машинист экскаватора	2	178,1	132	39 965,64	35 263,8	26 330,3	203 119,48
Машинист трубоукладчика	2	168,4	132	37 788,96	33 343,2	24 896,2 6	96 028,42
Слесарь	4	128,6	120	26 234,4	23 148	17 283,8 4	266 664,96
Мастер	1	180,4	144	44 161,92	38 966,4	29 094,9 1	112 223,23
Сварщик	2	145,6	120	29 702,4	26 208	19 568,6 4	150 958,08
ИТОГО							1 302 977,66

6.5 Расчет страховых взносов

Отчисления на социальные нужды определяются суммой единого социального налога по установленным законодательством нормам в процентах от расходов на оплату труда (30 %), т.е. 390, 893 тыс.руб.

6.6 Расчет амортизационных отчислений

Сумма амортизационных отчислений определяется исходя из балансовой стоимости основных производственных фондов и нематериальных активов и утвержденных в установленном порядке норм амортизации, учитывая ускоренную амортизацию их активной части [19].

Таблица 6.8 – Расчет амортизационных отчислений

Наименование объекта основных фондов	Количество	Балансовая стоимость, тыс.руб.	Годовая норма	Сумма амортиза
--------------------------------------	------------	--------------------------------	---------------	----------------

		одного объекта	Всего	аморти- зации, %	ции, тыс. руб./сме- ну
Экскаватор одноковшовый Э-5015 А	3	3 870	11 610	20	6,36
Бульдозер John Deere 850J	5	7 960	39 800	20	21,81
Трубоукладчик Т 3560	8	5 650	45 200	10	12,38
Очистная машина МПП 530	2	1 110	2 220	15	0,91
Сварочный агрегат САК	3	120	360	15	0,148
ИТОГО					41,608

6.7 Расчет прочих затрат

В состав *прочих затрат* включаются:

- налоги, сборы, отчисления в социальные внебюджетные фонды в порядке, установленном законодательством (земельный налог, экономические платежи, плата за недра и др.);
- платежи по обязательному и добровольному страхованию имущества, учитываемого в составе ОПФ;
- расходы по обслуживанию объектов жилищной и коммунальной сферы (жилой фонд, общежития, детские сады и лагеря, базы отдыха и др.);
- расходы по маркетингу (изучение рынков сбыта продукции, реклама, участие в выставках и т.п.);
- оплата услуг связи, банков, юридических и аудиторских фирм, сторожевой и пожарной охраны, авиационных услуг и др.;
- плата за аренду помещений (площадей) и основных производственных фондов (лизинг);
- уплата процентов за банковский кредит;
- затраты на гарантийный ремонт и обслуживание;
- командировочные расходы;
- расходы по подготовке и переподготовке кадров и др [20].

Прочие расходы, часть которых перечислена выше составляют 10% от фонда оплаты труда:

$$1\,302\,977,66 \cdot 0,1 = 130\,297,766 \text{ руб.}$$

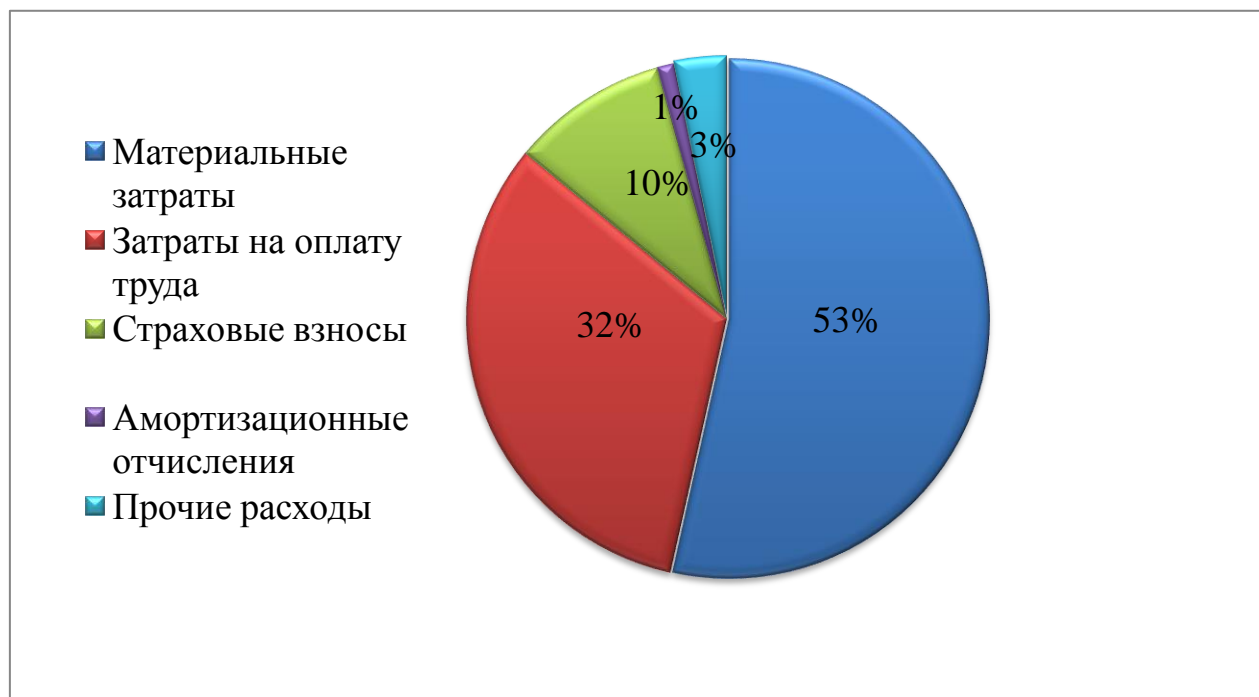
На основании вышеперечисленных расчетов затрат определяется общая сумма затрат при прокладке трубопровода по сейсмически активной зоне и результаты заносятся в таблицу 6.9.

Таблица 6.9 – Затраты на проведение организационно-технического мероприятия

Состав затрат	Сумма затрат, руб.
1. Материальные затраты	2 145 950, 00
2. Затраты на оплату труда	1 302 977,66
3. Страховые взносы	390 893,00
4. Амортизационные отчисления	41 608,00
5. Прочие расходы	130 297,766
Итого основные расходы	4 011 736,426

В результате расчетов сметной стоимости работ были проделаны: расчет каждой составляющей сметной стоимости, составление и заполнение таблиц полученными данными, суммирование всех затрат и построение диаграммы сметной стоимости прокладки газопровода (рисунок 6.1).

Рисунок 6.1 - Диаграмма сметной стоимости на прокладку газопровода в сейсмически активном районе



Из диаграммы видно, что наибольшие затраты при прокладке трубопровода приходятся на материальные затраты, т.е. на приобретение материалов, а также на выплату заработной платы работникам.

В заключении данного раздела следует сделать вывод о том, что в ходе работы были представлены нормы времени на выполнение операций при прокладке трубопровода в сейсмически активном районе и линейный график на выполнение операций, выполнены расчеты затрат на приобретение материалов и комплектующих, затраты на оплату труда рабочим, затраты на страховые взносы, расходы на амортизационные отчисления и на прочие услуги. Помимо приведенных действий составлена таблица сметной стоимости расходов и для наглядности построена диаграмма. В итоге выяснили, что на прокладку трубопровода в сейсмически активном районе потребуется 4 млн. руб, из них более двух млн. руб. уходит на приобретение материалов.

Глава 7. Социальная ответственность

Трубопроводному транспорту углеводородов (нефти, нефтепродуктов, природного и сжиженного газа) уделяется большое внимание, так как данный вид транспортировки является наиболее безопасным, выгодным и эффективным при транспортировке на дальние расстояния. В настоящее время немалое количество трубопроводов проложено в участках с повышенной сейсмической опасностью, зонах активных тектонических разломов, поэтому данным трубопроводам необходимо иметь высокую надежность.

При прокладке магистрального газопровода в сейсмически активном районе следует уделять особое внимание на прочность и устойчивость трубопровода. В ВКР приведены конструктивные решения обеспечения дополнительной сейсмоустойчивости как при подземной, так и при надземной прокладке трубопровода.

В данном разделе ВКР внимание обращено действию оборудования, перекачиваемого сырья, энергии, и условий труда на человека; технике безопасности при выполнении работ и действиям работников при возникновении чрезвычайных ситуаций.

7.1 Производственная безопасность

Трудовая деятельность человека протекает в условиях определенной производственной среды, которая при несоблюдении требований может оказывать неблагоприятное влияние на работоспособность и здоровье человека.

В таблице ниже приведены вредные и опасные производственные факторы согласно ГОСТ 12.0.003-74 [21], которые могут возникнуть в процессе прокладки и эксплуатации магистрального газопровода.

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	Сооружение магистральных газопроводов при прокладке в сейсмически активных районах			
Разраб.		Олчонов А.В.			Социальная ответственность	Лит.	Лист	Листов
Руковод.		Саруев А.Л.					75	94
Консульт.						ТПУ гр.2Б4А		
Рук-ль ООП		Брусник О.В.						

Таблица 7.1 – Опасные и вредные факторы при прокладке газопровода в сейсмически активных районах

Наименование видов работ	Факторы (ГОСТ 12.0.003-74 ССБТ)		Нормативные документы
	Вредные	Опасные	
1	2	3	4
Планировка и расчистка строительной полосы	1. Превышение уровня шума и вибрации	1. Движущиеся машины и механизмы производственного оборудования	ГОСТ 12.3.033-84 [22] ГОСТ 12.4.011-89 [23]
Выполнение вдольтрассовых и внедрассовых работ (сварка труб в секции, изготовление криволинейных вставок и тд.)	2. Отклонение показателей климата на открытом воздухе	2. Пожаро и взрывоопасность	ГОСТ 12.2.003-91 [24]
Выполнение земляных работ (разработка траншеи, рытье котлована)	3. Повышенная запыленность и загазованность рабочей зоны	3. Поражение электрическим током и получение ожогов при сварке	ГОСТ 12.1.012-2004 [25] ГОСТ 26568-85 [26]
Соединение сваренных секций в единую линию	4. Утечки токсичных и вредных веществ в атмосферу		СП 75.13330.2011 [27] СТО Газпром 14-2005 [28]
Очистка внутренней полости трубопровода	5. Повышенная яркость света и физические нагрузки		ГОСТ 12.1.004-91 [29]
Нанесение грунтовки, нанесение нового изоляционного покрытия (применение скальный лист, геоматрица)	6. Повреждения в результате контакта с насекомыми		СТО Газпром 2-3.5-454-2010 [30]
Укладка газопровода, засыпка отремонтированного газопровода несвязным грунтом			ГОСТ 12.1.003-2014 ССБТ [31] ГОСТ 12.1.005-88 (с изм. №1 от 2000 г.) [32] СП 52.13330.2016 [33]
Испытание газопровода на прочность и герметичность			СНиП 21-01-97* [34] ГОСТ Р 12.1.019-2009 [35] ГОСТ 12.1.038-82 [36]

7.1.1 Анализ вредных производственных факторов и обоснование мероприятий по их устранению

7.1.1.1 Повышенный уровень шума

Источниками шума в полевых условиях являются звуки, вызванные в результате производственной деятельности объектов (при ведении сварочных работ источниками шума являются пневмоприводы, вентиляторы, плазмотроны, источники питания и др.), используемая строительная техника и транспорт. Влияние шума на человеческий организм оценивается действием как на слуховой аппарат, так и на другие органы и нервную систему.

Превышение уровня шума свыше 85 дБ в соответствии ГОСТ 12.1.003-2014 ССБТ [31] и длительное действие может привести к повышению порога слуха и к повышению артериального давления.

Средства коллективной защиты разрабатываются согласно СП 51.13330.2011 [37]:

- путем понижения уровня шума в самом источнике (с помощью звукоизолирующих средств);
- глушители.

Средства индивидуальной защиты:

- ушные вкладыши;
- противозумный шлем;
- наушники.

7.1.1.2 Повышенная яркость света и физические перегрузки

Источником повышенной радиации является работа сварочного агрегата.

В зависимости от мощности дуги сварочных материалов, защитных и плазмообразующих газов варьируется интенсивность излучения и спектральный состав сварочной дуги. Без требуемой защиты возможно получение ожогов кожных покровов и заболевание органов зрения.

При выполнении сварочно - монтажных работ возникают проблемы с нервно-мышечным аппаратом плечевого пояса.

					<i>Социальная ответственность</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		77

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

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

7.1.1.3 Повреждения в результате контакта с насекомыми

В полевых условиях наиболее опасны укусы энцефалитного клеща. Поэтому нужно уделять особое внимание профилактике энцефалита. Основное профилактическое мероприятие – противоэнцефалитные прививки, которые создают у человека устойчивый иммунитет к вирусу. Также, при проведении строительства необходимо:

- иметь противоэнцефалитную одежду;
- проводить осмотр одежды и тела 3 - 4 раза в день.

7.1.1.4 Повышенный уровень вибрации

Источниками вибрации в полевых условиях при прокладке трубопровода являются: сам трубопровод, передвижные насосные агрегаты, различные движущиеся машины и механизмы. Предельно допустимые нормы рассчитываются по ГОСТ 12.1.012-2004 [25].

Коллективными средствами защиты от вибрации являются амортизационные подушки в соединительных блоках и основаниях, эластичные прокладки и виброизолирующие хомуты. Что касается индивидуальных средств защиты, то к ним относятся: специальные виброгасящие коврики, расположенные возле пульта управления оператора, виброобувь с виброрукавицами.

7.1.1.5 Утечки токсичных и вредных веществ в атмосферу

При утечке газа, содержащего значительное количество токсичных и вредных веществ органы зрения защищаются при помощи предохранительных очков, органы дыхания - с помощью противогазов и респираторов.

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

Для защиты легких рабочего от пыли используются респираторы, от газов и вредных паров – противогазы различных видов. По содержанию кислорода в воздухе противогазы классифицируются следующим образом:

- Фильтрующие – в случае, когда содержание кислорода в воздухе превышает 19%.
- Шланговые – когда содержание кислорода в воздухе ниже 20% и в воздухе присутствуют вредные газы. Применение данных противогазов считается обязательным при проведении работ внутри аппаратов, резервуаров и другой аналогичной закрытой аппаратуры.

7.1.1.6 Отклонение показателей климата рабочей зоны

При работе человека в зонах с низкими температурами организм человека подвергается переохлаждению. В таких условиях происходит увеличение потерь тепла за счет конвекции и излучения.

Наибольшую опасность представляют высокая влажность, низкая температура и высокая скорость движения воздуха, за счет чего увеличиваются потери тепла путем конвекции и испарения

Температура окружающей среды, при которой запрещается ведение каких-либо работ устанавливается локальными правовыми актами в соответствии с климатом района производства работ.

Таблица 7.1.1 – Работы на открытом воздухе приостанавливаются при погодных условиях [38]

Скорость ветра, м/с	Температура воздуха °С
При безветренной погоде	-36
Не более 5,0	-35
5,1-10,0	-34
10,0-15	-32

Так же при температуре 10 °С и ниже работникам должны предоставляться перерывы для обогрева в закрытых помещениях.

Согласно внутреннему трудовому распорядку утверждаются продолжительность и количество перерывов.

Без надлежащей спецодежды и СИЗ работник не допускается к выполнению работ.

7.1.1.7 Повышенная запыленность рабочей зоны

Повышенная запыленность рабочей зоны возникает в результате работ, направленных на очистку поверхности трубопровода в околошовных зонах от шлака и других включений, а загазованность – в результате выхлопа спецтехники. В запыленном воздухе дыхание становится затрудненным, насыщение крови кислородом ухудшается, что предрасполагает к легочным заболеваниям.

В целях защиты органов дыхания необходимо использовать СИЗ (противогаз, респиратор), при их отсутствии можно применить марлевую повязку предварительно смочив ее.

7.1.2 Анализ опасных производственных факторов и обоснование мероприятий по их устранению

7.1.2.1 Движущиеся машины и механизмы

Возможность получения травм при сооружении магистрального трубопровода в полевых условиях очень высока. При выполнении работ данного вида присутствуют машины и механизмы с большим весом, поэтому не исключены случаи летального исхода. Для предотвращения повреждений необходимо соблюдать технику безопасности, соблюдать требования к машинам, указанным в ГОСТ 12.3.033-84 [22], все организационно – технические меры, использовать СИЗ, а также режимы проведения работ.

7.1.2.2 Поражение электрическим током

Поражение электрическим током возможно при проведении сварочных работ.

Таблица 7.1.2 - Напряжения прикосновения и токи, протекающие через тело человека при нормальном режиме электроустановки ГОСТ 12.1.038-82 [36]

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

Род тока	U , В	I , мА
	не более	
Переменный, 50 Гц	2,0	0,3
Переменный, 400 Гц	3,0	0,4
Постоянный	8,0	1,0

Частыми причинами поражения человека электрическим током являются неизолированные части установок, находящиеся под напряжением.

Плакаты и знаки безопасности являются хорошими средствами предупреждения от поражения электрическим током. Воздействие электрического тока приводит к ожогам, нервно – эмоциональному расстройству и смертельному исходу.

Для создания безопасных условий труда проводятся следующие мероприятия: инструктаж персонала, соблюдение техники безопасности и аттестация используемого оборудования.

7.1.2.3 Пожарная и взрывная безопасность

Для обеспечения пожарной безопасности при выполнении строительных работ следует руководствоваться ППБ 01-03, РД-13.220.00-КТН-367-06 и другими нормативными документами.

Таблица 7.1.3 - Первичные средства пожаротушения

№	Средство пожаротушения	Количество, шт.
1	Асбестовое полотно, 2х2 м.	2
2	Огнетушители порошковые ОП-10 или углекислотные (ОУ-10)	10
3	Лопаты	2
4	Ведра	2
5	Топор	1
6	Лом	1

К выполнению работ могут приступить только работники, прошедшие противопожарный инструктаж, а при необходимости – дополнительное обучение. Техника, используемая на объектах МГ должна иметь искрогасители. Касательно сварочных агрегатов, компрессоров и другого оборудования, то в

целях пожарной безопасности должны быть оборудованы двумя огнетушителями типа ОП-10 или ОУ-10.

Запрещается: использование средств с несоответствующими показателями требованиям пожарной безопасности и не имеющих сертификатов соответствия.

Должны быть вывешены предупредительные знаки с надписями: «Не курить», «Огнеопасно».

1) Меры пожарной безопасности при выполнении земляных работ

Все работы выполняются в спецодежде и спецобуви, а также с применением инструмента, не дающего искр.

Места проведения газоопасных работ должны быть ограждены предупредительной лентой.

2) Меры пожарной безопасности при выполнении сварочно-монтажных работ

Переносной электроинструмент, светильники, ручные электрические машины должны быть подключены только через устройство защитного отключения (УЗО).

Запрещается проведение сварочных работ во время снега или дождя без применения навеса над местом производства работ и ветра со скоростью свыше 10 м/с.

Расстояние от баллонов до источников открытого огня должно составлять не менее 5 м.

Общая длина рукавов для газовой резки должна быть не более 30 м. Рукав должен состоять не более чем из трех отдельных кусков, соединенных между собой двухсторонними гофрированными ниппелями, закрепленных хомутами. Рукава необходимо ежедневно осматривать на наличие трещин и надрезов. Рукава для газовой резки, редукторы, газовые горелки должны подвергаться периодическим испытаниям.

					<i>Социальная ответственность</i>	<i>Лист</i>
						82
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		

3) Меры пожарной безопасности при производстве изоляционных работ

При производстве работ с грунтовками и растворителя не допускается:

- хранение и транспортирование их в открытой таре;
- бросание тар при погрузке и выгрузке, вывинчивание пробок и открывание крышек, ударяя по ним металлическими предметами, вызывающими искрообразование;
- перемешивание и переливание их ближе 50 м от открытого огня.

7.2 Экологическая безопасность

Практически все технологические процессы строительства и эксплуатации проектируемого магистрального газопровода в той или иной степени оказывают техногенное воздействие как на отдельные компоненты окружающей природной среды (атмосферный воздух, акватории водоемов и грунтовых вод, растительный покров и т.д.), так и на целую группу природных компонентов одновременно.

Основные источники негативных воздействий на окружающую среду при строительстве и эксплуатации проектируемого предприятия связаны с проведением:

- строительных работ;
- непосредственной транспортировки газа;
- разработки карьеров стройматериалов.

Воздействия на природную среду могут приводить к следующим неблагоприятным последствиям:

- обратимым, которые можно ликвидировать, а окружающая среда при этом может быть восстановлена до исходного состояния (например, восстановление растительности);
- необратимым, приводящим к качественному изменению окружающей среды (оползни, деформации русел рек и пр.).

					Социальная ответственность	Лист
						83
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Наибольшее воздействие будет связано с долговременным изъятием земель под объекты предприятия, выбросами токсичных газов в атмосферу и образованием отходов производства и потребления.

7.2.1 Защита селитебной зоны

Для защиты селитебной зоны в процессе сооружения трубопровода следует руководствоваться СанПиН 2.2.1/2.1.1.1200-03 [39], где приведены безопасные расстояния от трубопровода.

Рекомендуемые минимальные расстояния от магистральных трубопроводов представлены в табл. 7.2.1.

Таблица 7.2.1 — Рекомендуемые минимальные разрывы от газопроводов (СанПиН 2.2.1/2.1.1.1200-03 [39])

Элементы застройки	Расстояние в м
Многоэтажные жилые и общественные здания	50
Малозэтажные жилые здания, теплицы, склады	20
Водопроводные насосные станции, водозаборные и очистные сооружения, артскважины*	30

* При этом должны быть учтены требования организации 1, 2 и 3 поясов зон санитарной охраны источников водоснабжения.

7.2.2 Защита атмосферы

При сооружении и эксплуатации объектов магистрального газопровода происходят выбросы выхлопных газов от машин общего назначения и спецтехники, котельных теплообеспечения, установок подготовки газа. Также возможны утечки газа через неплотности фланцевых соединений арматуры.

Мерами по предотвращению выбросов загрязняющих веществ являются герметизация оборудования и запорно-регулирующей арматуры.

Основными мероприятиями по снижению воздействия на атмосферу согласно ТЭО являются:

1. Использование строительной техники с силовыми установками с минимальными удельными выбросами вредных веществ и прошедшими техосмотр.

2. Запуск и прогрев двигателей по графику с диагностикой выбросов загрязняющих веществ.
3. Использование техники и машин только в исправном состоянии.
4. Организация ремонтных служб с постами диагностики за исправностью двигателей в составе каждого строительного потока.
5. Запрет на оставление техники с работающим двигателем в не рабочее время.
6. Движение транспортных средств по строго утвержденной схеме.
7. Согласование условий работы техники, маршрутов движения и времени работы транспорта в течение года, кол-ва выбросов с местными природоохранительными органами.
8. Организация пылеподавления путем полива дорог в населенных пунктах, автостоянках и пр.

7.2.3 *Защита гидросферы*

Аварийная утечка газа не оказывает значительного воздействия на гидросферу как при прямом влиянии, так и в косвенном (возможный и пожар и уничтожение леса вблизи водотока) и является маловероятным.

В целях обеспечения охраны водных ресурсов предусматриваются следующие мероприятия:

- проведение работ только в пределах отведенной полосы;
- для предотвращения загрязнения поверхности земли отходами предусмотрено оборудование рабочих мест контейнерами для строительных отходов;
- исключение ремонта строительной техники, связанного с заменой масел и других горюче-смазочных материалов (ГСМ). Заправка техники топливом будет производиться с помощью автозаправщика, оборудованного металлическим поддоном, во избежание загрязнения территории нефтепродуктами в случае их утечки;

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

– проведение планировочных работ, что обеспечит восстановление поверхностного стока.

7.2.4 Защита литосферы

Отходами при строительстве МГ считаются изоляционные материалы, твердые бытовые отходы, строительный мусор и тд. Отходами при эксплуатации - металлолом, шлам механической очистки стоков, резиносодержащие отходы, льяльные воды, замазученная ветошь, тара, макулатура, и др.

На стадии строительства газопровода принимаются следующие меры по снижению объемов отходов: вывоз отходов из районов строительства, складирование и обезвреживание в специально отведенных местах или захоронение на оборудованных полигонах.

Для расчистки строительной полосы древесина и порубочный материал увозят на лесоперерабатывающие предприятия. Что касается отработанных ГСМ, то их в основном сжигают в котельных. Металлолом вывозится в областной центр на разделку.

Все приведенные действия относятся к техническому этапу защиты литосферы. Помимо технического этапа существует биологический этап, который включает в себя комплекс агротехнических и фитомелиоративных мероприятий по восстановлению нарушенных земель.

7.3 Безопасность в чрезвычайных ситуациях

Обстановка на определенной территории, сложившаяся в результате аварии, опасного природного явления, катастрофы, стихийного или иного бедствия, которые могут повлечь или повлекли за собой человеческие жертвы, ущерб здоровью людей или окружающей природной среде, значительные материальные потери и нарушение условий жизнедеятельности людей называется *чрезвычайной ситуацией* [42].

По характеру появления чрезвычайные ситуации могут быть техногенными, природными, биологическими, социальными.

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

Основными причинами аварий техногенного характера являются:

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

7.3.1 *Безопасность при сейсмических воздействиях*

На стадии разработки проектов сооружения трубопроводов учитываются всевозможные опасные явления, в том числе и сейсмовоздействия. Для уточнения характеристик землетрясения используются детальные карты сейсмического микрорайонирования.

В случае возникновения землетрясения работник должен придерживаться следующих правил и мер безопасности:

- не поддаваться панике и сохранять спокойствие, ободрить присутствующих;
- укрыться под крепкими столами, вблизи главных стен или колонн, потому что главная опасность может исходить от падения внутренних стен, потолков, люстр;
- держаться подальше от окон, электроприборов;
- использовать телефон только в исключительных случаях;
- не пользоваться спичками, потому что может существовать опасность утечки газа;
- едва закончится первая серия толчков, покинуть здание.

7.3.2 *Безопасность при возникновении пожара*

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

В соответствии с Федеральным законом Российской Федерации от 22 июля 2008 г. N 123-ФЗ "Технический регламент о требованиях пожарной безопасности" по оценке пожарной опасности производства магистральные газопроводы относятся к категории А.

Правильный выбор, монтаж и соблюдение установленных правил эксплуатации электрических сетей являются мерами по предупреждению пожаров от короткого замыкания и перегрузок электрического оборудования.

Каждое сооружение должно иметь план эвакуации, в котором указаны пути эвакуации, эвакуационные выходы, места расположения противопожарного оборудования, аварийные телефоны связи и средства первой медицинской помощи.

7.3.3 Утечка газа

Как известно, аварии на магистральных газопроводах приводят не только к серьезным экологическим последствиям, но и к экономическим и социальным. В связи с увеличением количества чрезвычайных ситуаций, которое обусловлено ростом добычи углеводородов, износом основных производственных фондов (в частности, трубопроводного транспорта), а также диверсионными актами на объектах.

В результате утечек газа прежде всего загрязняется атмосфера, а при высоких наружных температурах и достижении предельных концентраций возникает взрыв, сопровождающийся пожаром.

7.4 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности

Основным документом, регулирующим имущественные отношения в данной сфере является Гражданский кодекс РФ.

Поскольку строительство магистрального газопровода регулируется договором подряда, сочетающим в себе элементы строительного подряда, подряда на выполнение проектных и изыскательских работ, подрядных работ для государственных нужд, а также ряда сопутствующих договоров (поставки,

					<i>Социальная ответственность</i>	<i>Лист</i>
						88
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		

страхования, агентирования, купли-продажи и т.д.), то нормы кодекса применяются в общих чертах с отсылкой на условия в договоре [31].

За загрязнение и нанесение ущерба окружающей среде предприятие выплачивает штраф.

С 1 января 1993 года платежи за загрязнение окружающей среды взимаются на основании Закона «Об охране окружающей природной Среды», Постановления Правительства Российской Федерации от 28 августа 1992 года № 632 «Об утверждении Порядка определения платы и ее предельных размеров за загрязнение окружающей природной среды, размещение отходов, другие виды вредного воздействия» и Инструктивно-методических указаний по взиманию платы за загрязнение окружающей природной среды.

Плата за негативное воздействие на окружающую среду взимается с природопользователей, осуществляющих следующие виды воздействия на окружающую природную среду:

- Выброс в атмосферу загрязняющих веществ от стационарных и передвижных источников;
- Сброс загрязняющих веществ в поверхностные и подземные водные объекты;
- Размещение отходов.

					<i>Социальная ответственность</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		89

Заключение

В ходе работы были проанализированы нормативные документы по сооружению магистрального газопровода в сейсмически опасных районах. Также были рассмотрены виды сейсмических колебаний и их воздействие на сооружения. Опасность для сооружений представляют сейсмические волны, достигающие по своей амплитуде 7 баллов и выше. Менее изученными являются поверхностные волны, при которых действие сейсмической волны может распространяться в различных направлениях одновременно. Сейсмическим воздействиям следует уделять внимание по причине того, что помимо ее разрушительной способности она приводит к появлению селей и оползней.

Произведены расчёты на прочность и устойчивость участка газопровода, пересекающего активный тектонический разлом, а так же выполнен расчёт с учётом действия на участок газопровода сейсмических сил.

Рассмотрены требования к трубам, соединительным деталям и оборудованию для строительства участков МГ, требования к выполнению строительно-монтажных работ в зонах повышенной сейсмичности и активных тектонических разломов.

Изучены вопросы охраны труда и промышленной безопасности, вопросы охраны окружающей среды и компенсации негативного воздействия на окружающую среду.

В виду того, что в процессе прокладки магистрального газопровода невозможно избежать пересечения с зонами активных тектонических разломов, необходимо учитывать все методы и технологии, обеспечивающие сейсмическую устойчивость конструкции.

					<i>Сооружение магистральных газопроводов при прокладке в сейсмически активных районах</i>			
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>				
<i>Разраб.</i>		<i>Олчонов А.В.</i>			Заключение	<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Руковод.</i>		<i>Саруев А.Л.</i>					90	94
<i>Консульт.</i>						ТПУ гр.2Б4А		
<i>Рук-ль ООП</i>		<i>Брусник О.В.</i>						

Список использованной литературы

1. Валеев А.Р., Зотов А.Н. Новые конструктивные методы повышения сейсмостойкости трубопроводов. // Электронный научный журнал Нефтегазовое дело, 2010, №1, с.7.
2. Чичелов В.А. Научно-практические основы обеспечения прочности и устойчивости газопроводов в сложных инженерно-геологических условиях: дис. канд. техн. наук/ Чичелов В.А.; Уфимский государственный нефтяной технический университет. – Уфа, 2007, – 347 с.
3. Болт Б. А. Землетрясения. М.: Мир, 1981. 256 с.
4. СП 14.13330.2014 Строительство в сейсмических районах.
5. СТО Газпром 2-2.1-249-2008 Магистральные газопроводы.
6. СП 86.13330.2014 Магистральные трубопроводы.
7. Мансуров О.И. Системы повышения устойчивости магистральных трубопроводов, прокладываемых в сейсмических районах // Трубопроводный транспорт. Теория и практика -2007. - №2. - с. 78-83.
8. ГОСТ 8736-2014 Песок для строительных работ. Технические условия (с Поправкой).
9. ГОСТ 8267-93 Щебень и гравий из плотных горных пород для строительных работ. Технические условия (с Изменениями N 1-4).
10. Авлиякулов Н. Н. Проблемы обеспечения сейсмостойкости подземных трубопроводов, прокладываемых в грунтах с изменяющейся влагосоленасыщенностью // Трубопроводный транспорт. Теория и практика. – 2007. - №4. - с. 40-43.
11. ВСН 010-88 Строительство магистральных трубопроводов. Подводные переходы.
12. СТО Газпром 2-3.5.-051-2006 Нормы технологического

					<i>Сооружение магистральных газопроводов при прокладке в сейсмически активных районах</i>			
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>				
<i>Разраб.</i>		<i>Олчонова А.В.</i>			<i>Список использованной литературы</i>	<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Руковод.</i>		<i>Саруев А.Л.</i>					87	89
<i>Консульт.</i>						ТПУ гр.2Б4А		
<i>Рук-ль ООП</i>		<i>Брусник О.В.</i>						

проектирования магистральных газопроводов.

13. Тугунов П.И. Типовые расчёты при проектировании и эксплуатации нефтебаз и нефтепроводов. Учебное пособие для ВУЗов. – Уфа: ООО «Дизайн-ПолиграфСервис», 2002. – 658 с.

14. Методические рекомендации по сбору инженерно - геологической информации и использованию табличных геотехнических данных при проектировании.

15. СП 22.13330.2016 Обоснования зданий и сооружений.

16. Андреев А.Ф. Стратегический менеджмент на предприятиях нефтегазового комплекса: учебное пособие для вузов / А. Ф. Андреев, А. А. Синельников; Российский государственный университет нефти и газа им. И. М. Губкина (РГУ Нефти и Газа). — Москва: МАКС Пресс, 2010. — 206 с.

17. Управление проектами : учебник для бакалавров / А. И. Балашов [и др.]; Высшая школа экономики (ВШЭ), Национальный исследовательский университет (НИУ) ; под ред. Е. М. Роговой. — Москва: Юрайт, 2014. — 383 с.

18. Методика определения стоимости строительной продукции на территории Российской Федерации МДС 81-35.2004(утв. постановлением Госстроя РФ от 5 марта 2004 г. N 15/1).

19. Методические рекомендации Госстроя РФ по использованию федеральных единичных расценок на строительные, монтажные, специальные строительные, ремонтно-строительные и пусконаладочные работы (ФЕР-2001) при определении стоимости строительной продукции на территории субъектов Российской Федерации (введены в действие письмом Госстроя РФ от 30 апреля 2003 г. N НЗ-2626/10).

20. Стратегическое управление : учебник для вузов / В. Р. Веснин. — Москва: Проспект, 2013. — 327 с.

21. ГОСТ 12.0.003-74 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Опасные и вредные производственные факторы.

22. ГОСТ 12.3.033-84 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Строительные машины. Общие требования безопасности при эксплуатации.

					Список использованной литературы	Лист
						92
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

23. ГОСТ 12.4.011-89 ССБТ. Средства защиты работающих. Общие требования и классификация.
24. ГОСТ 12.2.003-91 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Оборудование производственное. Общие требования безопасности.
25. Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Вибрационная безопасность. Общие требования.
26. ГОСТ 26568-85 Вибрация. Методы и средства защиты. Классификация.
27. СП 75.13330.2011 Технологическое оборудование и технологические трубопроводы.
28. СТО Газпром 14-2005 Типовая инструкция по безопасному проведению огневых работ на газовых объектах.
29. ГОСТ 12.1.004-91 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Пожарная безопасность. Общие требования.
30. СТО Газпром 2-3.5-454-2010 Правила эксплуатации магистральных газопроводов.
31. ГОСТ 12.1.003-2014 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Шум. Общие требования безопасности.
32. ГОСТ 12.1.005-88 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны (с Изменением N 1).
33. СП 52.13330.2016 Естественное и искусственное освещение.
34. СНиП 21-01-97* Пожарная безопасность зданий и сооружений (с Изменениями N 1, 2).
35. ГОСТ 30691-2001 (ИСО 4871-96) Шум машин. Заявление и контроль значений шумовых характеристик.
36. ГОСТ 12.1.038-82 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Электробезопасность. Предельно допустимые значения напряжений прикосновения и токов (с Изменением N 1).

					<i>Список использованной литературы</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		93

37. СП 51.13330.2011 Защита от шума. Актуализированная редакция СНиП 23-03-2003 (с Изменением N 1).

38. Постановление от 11 февраля 2011 года № 29а о работе на открытом воздухе или в закрытых необогреваемых помещениях в холодное время года (с изменениями на 30 октября 2012 года).

39. Санитарно-эпидемиологические правила и нормативы СанПиН 2.2.1/2.1.1.1200-03. Санитарно-защитные зоны и санитарная классификация предприятий, сооружений и иных объектов.

40. Федеральный закон от 21 декабря 1994 г. №68-ФЗ «О защите населения и территорий от чрезвычайных ситуаций природного и техногенного характера».

41. СП 24.13330.2011 Свайные фундаменты.

42. СП 50-101-2004 Проектирование и устройство оснований и фундаментов зданий и сооружений.

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	Список использованной литературы	Лист
						94