

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) 21.04.01 «Нефтегазовое дело»
 Профиль «Надежность и долговечность газонефтепроводов и хранилищ»
 Отделение нефтегазового дела

МАГИСТЕРСКАЯ ДИССЕРТАЦИЯ

Тема работы
«Анализ современных технологий сооружения магистральных трубопроводов в сейсмически опасных районах»

УДК 622.692.4.053.07:550.34

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ6Б	Новиков С.Д.		

Руководитель

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
доцент ОНД ИШПР	Антропова Н.А.	к.г.-м.н, доцент		

КОНСУЛЬТАНТЫ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

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

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
ассистент ООД ШБИП	Немцова О.А.			

Консультант-лингвист

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
доцент ОИЯ ШБИП	Коротченко Т.В.	к.ф.н., доцент		

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

Руководитель ООП	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
ОНД ИШПР	Бурков П.В.	д.т.н, профессор		

РЕЗУЛЬТАТЫ ОБУЧЕНИЯ

по Основной образовательной программе подготовки магистров
по направлению **21.04.01 «Нефтегазовое дело»**

Профиль подготовки: *Надежность газонефтепроводов и хранилищ.*

<i>Код результата</i>	<i>Результат обучения (выпускник должен быть готов)</i>	<i>Требования ФГОС, критериев и/или заинтересованных сторон</i>
<i>В соответствии с универсальными, общепрофессиональными и профессиональными компетенциями</i>		
Общие по направлению подготовки 21.04.01 «Нефтегазовое дело»		
P1	Применять естественнонаучные, математические, гуманитарные, экономические, инженерные, технические и глубокие профессиональные знания в области современных нефтегазовых технологий для решения <i>прикладных междисциплинарных задач и инженерных проблем</i> , соответствующих профилю подготовки (в нефтегазовом секторе экономики)	ОК-1; ОК-2; ОК-3, ОПК-1; ОПК-2; ОПК-4; ОПК-5; ОПК-6; ОПК-7, ОПК-8, ПК-1; ПК-2; ПК-3; ПК-4; ПК-6; ПК-7; ПК-9; ПК-10; ПК-11; ПК-14; ПК-16; ПК-17; ПК-19; ПК-20; ПК-21; ПК-23
P2	Планировать и проводить аналитические и экспериментальные <i>исследования</i> с использованием новейших достижений науки и техники, уметь критически оценивать результаты и делать выводы, полученные в <i>сложных и неопределённых условиях</i> ; использовать <i>принципы изобретательства, правовые основы—в области интеллектуальной собственности</i>	ОК-1; ОК-2; ОПК-2; ОПК-4; ОПК-6; ПК-1; ПК-2; ПК-3; ПК-4; ПК-5; ПК-6; ПК-7; ПК-8; ПК-9; ПК-10; ПК-11; ПК-14; ПК-15; ПК-17; ПК-18; ПК-19; ПК-20; ПК-22; ПК-23
<i>в области производственно-технологической деятельности</i>		
P3	Проявлять профессиональную <i>осведомленность о передовых знаниях и открытиях</i> в области нефтегазовых технологий с учетом <i>передового отечественного и зарубежного опыта</i> ; использовать <i>инновационный подход</i> при разработке новых идей и методов <i>проектирования</i> объектов нефтегазового комплекса для <i>решения инженерных задач развития</i> нефтегазовых технологий, <i>модернизации и усовершенствования</i> нефтегазового производства.	ОК-1; ОК-2; ОПК-1; ОПК-2; ОПК-3; ОПК-6; ОПК-7, ОПК-8, ПК-1; ПК-2; ПК-3; ПК-4; ПК-5; ПК-6; ПК-7; ПК-8; ПК-9; ПК-11; ПК-13; ПК-14; ПК-15; ПК-18; ПК-20; ПК-21; ПК-22; ПК-23
P4	<i>Внедрять, эксплуатировать и обслуживать современные машины и механизмы</i> для реализации технологических процессов нефтегазовой области, обеспечивать их <i>высокую эффективность</i> , соблюдать правила <i>охраны здоровья и безопасности труда</i> , выполнять требования по <i>защите окружающей среды</i> .	ОК-2; ОПК-1; ОПК-2; ОПК-7, ОПК-8, ПК-1; ПК-3; ПК-6; ПК-9; ПК-10; ПК-11; ПК-14; ПК-16; ПК-17; ПК-18; ПК-19; ПК-21; ПК-22
<i>в области экспериментально-исследовательской деятельности</i>		
P5	Быстро ориентироваться и выбирать <i>оптимальные решения в многофакторных ситуациях</i> , владеть методами и средствами <i>математического</i>	ОК-2; ОК-3; ОПК-1; ОПК-2; ПК-4; ПК-5; ПК-6; ПК-

<i>Код результата</i>	<i>Результат обучения (выпускник должен быть готов)</i>	<i>Требования ФГОС, критериев и/или заинтересованных сторон</i>
	<i>моделирования</i> технологических процессов и объектов	7; ПК-8; ПК-9; ПК-10; ПК-11; ПК-17; ПК-20
<i>в области проектной деятельности</i>		
Р6	Эффективно использовать любой имеющийся арсенал технических средств для максимального приближения к поставленным производственным целям при <i>разработке и реализации проектов, проводить экономический анализ затрат, маркетинговые исследования, рассчитывать экономическую эффективность</i>	ОК-2; ОПК-1; ОПК-2; ОПК-4; ОПК-7, ОПК-8, ПК-1; ПК-3; ПК-4; ПК-5; ПК-6; ПК-8; ПК-9; ПК-10; ПК-11; ПК-13; ПК-14; ПК-15; ПК-16; ПК-17; ПК-18; ПК-19; ПК-20; ПК-21; ПК-22; ПК-23; (АВЕТ-3с), (ЕАС-4.2-е)
<i>в области организационно-управленческой деятельности</i>		
Р7	Эффективно работать индивидуально, в качестве члена и руководителя команды, умение формировать задания и оперативные планы всех видов деятельности, распределять обязанности членов команды, готовность нести ответственность за результаты работы	ОК-1; ОК-2; ОК-3; ОПК-1; ОПК-2; ОПК-4; ОПК-5; ОПК-6; ПК-6; ПК-11; ПК-12; ПК-13; ПК-14; ПК-15; ПК-23; (АВЕТ-3с), (ЕАС-4.2-е)
Р8	Самостоятельно учиться и непрерывно повышать квалификацию в течение всего периода профессиональной деятельности; активно владеть иностранным языком на уровне, позволяющем работать в интернациональной среде, разрабатывать документацию и защищать результаты инженерной деятельности	ОК-1; ОК-2; ОК-3; ОПК-1; ОПК-2; ОПК-4; ОПК-5; ОПК-6; ПК-6; ПК-11; ПК-12; ПК-13; ПК-14; ПК-15; ПК-23; (АВЕТ-3с), (ЕАС-4.2-е)
Профиль «Надежность газонефтепроводов и хранилищ»		
Р9	Организация технологического сопровождения планирования и оптимизации потоков углеводородного сырья и режимов работы технологических объектов	<i>Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (ОПК-6, ОПК-7, ПК-4, ПК-7, ПК-13), требования профессионального стандарта 19.008 Специалист по диспетчерско-технологическому управлению нефтегазовой отрасли</i>
Р10	Организация ТОиР, ДО нефте- и газотранспортного оборудования	<i>Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (ОПК-5, ОПК-6, ПК-9, ПК-11), требования профессионального стандарта 19.013 "Специалист по эксплуатации"</i>

<i>Код результата</i>	<i>Результат обучения (выпускник должен быть готов)</i>	<i>Требования ФГОС, критериев и/или заинтересованных сторон</i>
		<i>газотранспортного оборудования"</i>
P11	Повышение надежности, долговечности, эффективности газотранспортного оборудования	<i>Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (ОПК-4, ОПК-5, ПК-9, ПК-14), требования профессионального стандарта 19.013 " Специалист по эксплуатации газотранспортного оборудования"</i>

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) 21.04.01 «Нефтегазовое дело»
 Профиль «Надежность газонефтепроводов и хранилищ»
 Отделение нефтегазового дела

УТВЕРЖДАЮ:
 Руководитель ООП ОНД ИШПР
 _____ Бурков П.В.
 (Подпись) (Дата) (Ф.И.О.)

ЗАДАНИЕ
на выполнение выпускной квалификационной работы

В форме:

магистерской диссертации

Студенту:

Группа	ФИО
2БМ6Б	Новикову Сергею Дмитриевичу

Тема работы:

«Анализ современных технологий сооружения магистральных трубопроводов в сейсмически опасных районах»	
Утверждена приказом директора (дата, номер)	от 12.03.2018 г. №1624/с

Срок сдачи студентом выполненной работы:	25.05.2018 г.
--	---------------

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:

<p>Исходные данные к работе</p> <p><i>(наименование объекта исследования или проектирования; производительность или нагрузка; режим работы (непрерывный, периодический, циклический и т. д.); вид сырья или материал изделия; требования к продукту, изделию или процессу; особые требования к особенностям функционирования (эксплуатации) объекта или изделия в плане безопасности эксплуатации, влияния на окружающую среду, энергозатратам; экономический анализ и т. д.).</i></p>	<p>Объектом исследования являются магистральные трубопроводы, находящиеся в сейсмически опасных районах.</p> <p>Предмет исследования- способы повышения устойчивости трубопроводов, находящихся в зонах с высокой сейсмической активностью и применяемые методики расчета.</p>
---	--

<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>	<ul style="list-style-type: none"> – анализ современной практики и нормативных требований к сооружению магистральных трубопроводов, прокладываемых в сейсмически опасных зонах; – определение видов сейсмических воздействий на магистральные трубопроводы; – сравнение эффективности вариантов технических решений для повышения устойчивости трубопровода; – расчет нефтепровода на прочность, устойчивость и сейсмостойкость – расчет магистрального трубопровода подверженного сейсмическим воздействиям по методике «Guidelines for seismic design of buried pipelines».
<p>Перечень графического материала <i>(с точным указанием обязательных чертежей)</i></p>	
<p>Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы <i>(с указанием разделов)</i></p>	
<p>Раздел</p>	<p>Консультант</p>
<p>«Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»</p>	<p>Макашева Ю.С., ассистент ОСГН</p>
<p>«Социальная ответственность»</p>	<p>Немцова О.А., ассистент ООД ШБИП</p>
<p>Названия разделов, которые должны быть написаны на русском и иностранном языках:</p>	
<p>«Basic principles of seismic hazard design»</p>	
<p>«Analysis of the requirements of regulatory documents for construction in seismically hazardous areas»</p>	
<p>«Analysis of parameters of seismic actions»</p>	
<p>Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику</p>	<p>05.09.2016г</p>

Задание выдал руководитель:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
доцент ОНД ИШПР	Антропова Наталья Алексеевна	к.г.-м.н, доцент		05.09.2016

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ6Б	Новиков Сергей Дмитриевич		05.09.2016

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

Студенту:

Группа	ФИО
2БМ6Б	Новикову Сергею Дмитриевичу

Школа	ИШПР	Отделение	ОНД
Уровень образования	магистратура	Направление/специальность	21.04.01. Нефтегазовое дело Профиль «Надежность газонефтепроводов и газонефтехранилищ»

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

1. <i>Стоимость ресурсов научного исследования (НИ): материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих</i>	<i>Тарифная ставка оплаты труда, закупочная стоимость материалов, стоимость ГСМ.</i>
2. <i>Нормы и нормативы расходования ресурсов</i>	<i>Нормы расхода материалов, нормы амортизационных отчислений, нормы времени на выполнение операций, нормы расхода материалов, инструмента и др.</i>
3. <i>Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования</i>	<i>Отчисления в ФСС 2,9%; Отчисления в ФОМС 5,1%; Отчисления в ПФР 22% Страхование от несчастных случаев с тарифом 0,2</i>

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

1. <i>Оценка коммерческого потенциала, перспективности и альтернатив проведения НИ с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения</i>	<i>Экономическое обоснование строительства перехода МТ через тектонический разлом</i>
2. <i>Планирование и формирование бюджета научных исследований</i>	<i>Линейный график выполнения работ</i>
3. <i>Определение ресурсной (ресурсосберегающей), финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности исследования</i>	<i>Расчет себестоимости материалов при сооружении перехода МТ через тектонический разлом</i>

Перечень графического материала (с точным указанием обязательных чертежей):

1. <i>Оценка готовности проекта к коммерциализации</i>
2. <i>Линейный календарный график выполнения работ</i>
3. <i>Распределение затрат на строительство перехода МТ через тектонический разлом</i>

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

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ассистент ОСГН ШБИП	Макашева Ю.С.			07.03.2018г

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ6Б	Новиков Сергей Дмитриевич		07.03.2018г

ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»

Студенту:

Группа	ФИО
2БМ6Б	Новикову Сергею Дмитриевичу

Инженерная школа	Природных ресурсов	Отделение	Нефтегазового дела
Уровень образования	магистратура	Направление/специальность	21.04.01 «Нефтегазовое дело» профиль «Надежность газонефтепроводов и газонефтехранилищ»

Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:

1. Характеристика объекта исследования (вещество, материал, прибор, алгоритм, методика, рабочая зона) и области его применения	Сооружение магистрального нефтепровода в сейсмически опасном районе
--	---

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; <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); – пожаровзрывоопасность (профилактические мероприятия, первичные средства пожаротушения). 	<p>В ходе анализа удалось установить следующие вредные и опасные факторы при эксплуатации проектируемого решения.</p> <p>Вредные факторы:</p> <ol style="list-style-type: none"> 1) Повышенная температура воздуха рабочей зоны; 2) Повышенный уровень шума; 3) Тяжесть и напряженность физического труда <p>Опасные факторы:</p> <ol style="list-style-type: none"> 1) Движущиеся машины и механизмы производственного оборудования (в т.ч. грузоподъемные); 2) Электрический ток; 3) Пожаровзрывоопасность.
<p>2. Экологическая безопасность:</p> <ul style="list-style-type: none"> – анализ воздействия объекта на атмосферу (выбросы); – 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>В ходе сооружения и эксплуатации магистрального нефтепровода необходимо проводить следующие мероприятия:</p> <ol style="list-style-type: none"> 1. Работы по рекультивации нарушенных земель. 2. Мероприятия по охране почв 3. Очистные сооружения для стоков. 4. Установка на оборудование специальных клапанов, предотвращающих загрязнение атмосферы.

<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>В качестве ЧС в работе рассмотрено землетрясение с амплитудой 8-9 баллов. Приведены меры по предупреждению и разработка действий в результате ЧС. При проектировании магистральных трубопроводов следует предусматривать возможность действия землетрясения в период строительства. Сейсмичность площадок строительства магистральных трубопроводов в этом случае следует рассчитывать согласно СП 14.133300.2014* «Строительство в сейсмических районах».</p>
<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>ФЗ «О техническом регулировании», ФЗ «О естественных монополиях», ФЗ «Об экологической экспертизе» Трудовой кодекс РФ, Гражданский кодекс РФ.</p>

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

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ассистент ООД ШБИП	Немцова О.А.			16.03.2017

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ6Б	Новиков Сергей Дмитриевич		16.03.2017

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) 21.04.01 «Нефтегазовое дело»
 Профиль «Надежность газонефтепроводов и хранилищ»
 Уровень образования магистр
 Отделение нефтегазового дела
 Период выполнения _____ (осенний / весенний семестр 2017/2018 учебного года)
 Форма представления работы:
 магистерская диссертация

КАЛЕНДАРНЫЙ РЕЙТИНГ-ПЛАН
выполнения выпускной квалификационной работы

Срок сдачи студентом выполненной работы: 25.05.2018 г.

Дата контроля	Название раздела (модуля) / вид работы (исследования)	Максимальный балл раздела (модуля)
12.02.2017	<i>Введение</i>	8
27.02.2017	<i>Обзор литературы</i>	10
24.04.2017	<i>Анализ современной практики к сооружению магистральных трубопроводов, прокладываемых в сейсмически опасных зонах</i>	7
03.05.2017	<i>Определение видов сейсмических воздействий</i>	7
30.05.2017	<i>Сравнение эффективности вариантов технических решений для повышения устойчивости трубопровода</i>	15
02.11.2017	<i>Расчет трубопровода на устойчивость и сейсмостойкость</i>	8
08.12.2017	<i>Расчет магистрального трубопровода по методике «Guidelines for seismic design of buried pipelines»</i>	10
24.04.2018	<i>Финансовый менеджмент</i>	10
02.05.2018	<i>Социальная ответственность</i>	10
19.05.2018	<i>Заключение</i>	7
25.05.2018	<i>Презентация</i>	8

Составил преподаватель:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
доцент ОНД ИШПР	Антропова Н.А.	к.г.-м.н, доцент		05.09.2016

СОГЛАСОВАНО:

Руководитель ООП	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
ОНД ИШПР	Бурков П.В.	д.т.н, профессор		05.09.2016

РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа 157 с., 22 рис., 38 табл., 48 источников, 1 прил.

Ключевые слова: магистральный трубопровод, землетрясение, сейсмическое воздействие, защита трубопровода, технические решения.

Объектом исследования являются магистральные трубопроводы, находящиеся в сейсмически опасных районах.

Цель работы - анализ существующих технических решений и особенностей проектирования МТ в сейсмически опасных зонах.

В процессе исследования проводился анализ видов сейсмических воздействий на магистральные нефтепроводы, нормативных требований применяемых к сооружению магистральных трубопроводов в сейсмически опасных районах в российской и зарубежной практике, сравнение различных методов защиты магистральных нефтепроводов от сейсмического воздействия и показателей сейсмостойкости рассматриваемых методик.

В результате исследования составлены сводные таблицы: в первой предоставлены и сравнены показатели возможных нагрузок и воздействий при расчете зарубежной и отечественной методиками, во второй таблице - методы повышения сейсмостойкости трубопровода, с помощью которой исходя из условий сооружения МТ и необходимых характеристик его защиты, можно выбрать какой-либо метод.

Основные конструктивные, технологические и технико-эксплуатационные характеристики: сравнение различных методов повышения сейсмостойкости трубопроводов, выявление их достоинств и недостатков, разбор и расчет возможных нагрузок и воздействий на МТ в ходе сейсмического воздействия с помощью отечественной и зарубежной методик.

Степень внедрения: данные методики расчета использовались при сооружении трубопроводов в Японии, практического применения на территории России не имеют.

Область применения: определение возможных нагрузок и воздействий при проектировании магистральных трубопроводов в сейсмически опасных районах.

Экономическая эффективность/значимость работы: произведено сравнение распределения затрат при сооружении участка магистрального трубопровода, проходящего через разрывные нарушения земной коры с помощью сооружения специальных траншей и компенсационных опор.

Определения, обозначения, сокращения, нормативные ссылки:

Магистральные трубопроводы — это сооружения, которые осуществляют транспортировку нефти, нефтепродуктов, воды, газов и прочих веществ с производства или места добычи к конечной точке применения.

Сейсмическая активность — число землетрясений определенной интенсивности в единицу времени на единицу площади.

Тектонический разлом — нарушение сплошности горной пород в результате движений земной коры.

Активный разлом — тектонический разлом, по которому за последние 1 млн. лет (четвертичный период) произошло относительное перемещение примыкающих блоков земной коры на 0,5 м и более.

Деформация — изменение взаимного положения частиц тела, связанное с их перемещением друг относительно друга.

Механическое напряжение — это мера внутренних сил, возникающих в деформируемом теле под влиянием различных факторов.

МТ — магистральный трубопровод;

АТР — активный тектонический разлом;

НДС — напряжённо-деформированное состояние.

Содержание:

Введение	17
Обзор литературы	20
Глава 1. Анализ современной практики и нормативных требований к сооружению магистральных трубопроводов, прокладываемых в сейсмически опасных зонах	24
1.1 Анализ параметров сейсмических воздействий	24
1.2. Анализ требований нормативных документов к строительству в сейсмически опасных зонах	31
Глава 2. Определение видов сейсмических воздействий на магистральные трубопроводы	35
2.1 Основные положения по учету сейсмических воздействий.....	35
2.2 Исследование воздействия сейсмических волн, направленных вдоль оси трубопровода	37
2.3 Исследование воздействия сейсмических волн, направленных по нормали к продольной оси трубопровода	41
Глава 3. Сравнение эффективности вариантов технических решений для повышения устойчивости трубопровода в сейсмически опасных зонах	44
3.1 Варианты технических решений для повышения устойчивости трубопроводов	46
3.1.1 Установка компенсаторов сейсмических воздействий	46
3.1.2 Установка «интеллектуальных вставок»	49
3.1.3 Усиление жесткости трубы	51
3.1.4 Применение пластичных материалов	52
3.1.5 Увеличение степеней перемещения трубопровода	54
3.2. Выбор технического решения, обеспечивающего сейсмическую устойчивость трубопровода	62
Глава 4. Расчет нефтепровода на прочность, устойчивость и сейсмостойкость	63
4.1 Характеристика объекта строительства.....	63
4.2 Расчет толщины стенки подземного нефтепровода	63

					<i>«Анализ современных технологий сооружения магистральных трубопроводов»</i>			
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>				
<i>Разраб.</i>		<i>Новиков С.Д.</i>			<i>Содержание</i>	<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Руковод.</i>		<i>Антропова Н.А.</i>					14	157
<i>Консульт.</i>						НИ ТПУ гр.2БМ6Б		
<i>Рук-ль ООП</i>		<i>Бурков П.В.</i>						

4.3	Проверка прочности и устойчивости трубопровода	70
4.4	Обоснование сейсмостойкости трубопровода	78
Глава 5. Расчет магистрального трубопровода подверженного сейсмическим воздействиям по методике «Guidelines for seismic design of buried pipelines». 82		
5.1.	Расчет продольной деформации трубопровода от условий работы	82
5.2.	Расчет сопротивления и перемещения грунта в пространстве для иллюстрации его взаимодействия с трубой	84
5.3.	Оценка надежности трубопровода при сейсмических воздействиях....	89
Глава 6. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение. 97		
6.1	Экономическое обоснование сооружения перехода магистрального трубопровода через тектонический разлом.....	97
6.1.1	SWOT-анализ.....	97
6.1.2	Оценка способности проекта к коммерциализации	98
6.1.3	План проекта.....	100
6.2	Расчет себестоимости материалов при сооружении перехода МН через тектонический разлом.....	102
6.2.1	Анализ условий, необходимых для расчета	102
6.2.2	Расчет основных параметров траншеи	102
6.2.3	Определение объема и расходов на грунт, и стоимость геоматериалов.	104
6.2.4.	Расчет стоимости топлива и необходимой техники.....	108
6.2.5.	Затраты на оплату труда.....	114
6.2.6.	Затраты на страховые взносы	115
6.2.7.	Затраты на амортизационные отчисления и прочие расходы	116
Глава 7. Социальная ответственность при проведении анализа современных технологий сооружения магистральных трубопроводов в сейсмически опасных районах 118		
7.1	Производственная безопасность	119
7.1.1	Анализ вредных производственных факторов и обоснование мероприятий по их устранению	119
7.1.1.1	Повышенная температура воздуха рабочей зоны;	120
7.1.1.2	Повышенный уровень шума	120
7.1.1.3	Тяжесть и напряженность физического труда.....	121

					<i>Содержание</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		15

7.1.2 Анализ опасных производственных факторов и обоснование мероприятий по их устранению	122
7.1.2.1 Движущиеся машины и механизмы производственного оборудования.....	122
7.1.2.2 Электрический ток.....	122
7.1.2.3 Пожаровзрывоопасность.....	123
7.2. Экологическая безопасность.....	124
7.3. Безопасность в чрезвычайных ситуациях	125
7.3.1. Безопасность при сейсмических воздействиях.....	125
7.3.2. Безопасность при пожаре	127
7.3.3 Аварийный разлив нефти	128
7.4 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности	129
Заключение	131
Список использованных источников	134
Приложение А.	119

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

ВВЕДЕНИЕ

В настоящее время проблемы промышленной безопасности являются актуальными при транспортировке нефти с помощью трубопровода. Среди них значительную роль играет геодинамическая безопасность, включающая в себя множество факторов, анализ и изучение которых поможет устранить повышенное развитие деформаций.

В Российской Федерации примерно 20% территорий регулярно подвергается сейсмической активности в районе 7 баллов, более 6% - 8-9 баллов. К ним относят: Кавказ, Горный Алтай, горная местность Восточной Сибири, Хабаровский край, дальний Восток, о. Сахалин, Курильские острова. Перспективные районы, по добыче и транспортировке углеводород с помощью трубопроводного транспорта в России, расположены именно в этих регионах. Примером может служить проект строительства нефтепровода "ВСТО". Также нефтепровод «Сахалин -2», который сооружается в одном из самых опасных регионов с высокими показателями сейсмоактивности.

Работа посвящена анализу эффективности способов защиты и обеспечения сейсмической устойчивости нефтепроводов, изучению влияния осложняющих факторов на эксплуатацию в сейсмически активных районах.

В работе рассмотрены различные устройства и методы, способные работать в сложных условиях и выдерживать геодинамические нагрузки. Рассмотрение данного вопроса поможет определить перспективные технологии для более эффективной и безопасной эксплуатации трубопроводов.

Основные задачи исследования:

1. Анализ современной практики и нормативных требований к сооружению магистральных нефтепроводов, прокладываемых в сейсмически опасных зонах.

					<i>«Анализ современных технологий сооружения магистральных трубопроводов»</i>			
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>				
<i>Разраб.</i>		<i>Новиков С.Д.</i>			<i>Введение</i>	<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Руковод.</i>		<i>Антропова Н.А.</i>					17	157
<i>Консульт.</i>						НИ ТПУ гр.2БМ6Б		
<i>Рук-ль ООП</i>		<i>Бурков П.В.</i>						

2. Определение видов сейсмических воздействий на магистральные нефтепроводы.

3. Сравнение эффективности вариантов технических решений для повышения устойчивости нефтепровода в сейсмически опасных районах.

4. Расчет трубопровода на прочность, устойчивость и сейсмостойкость согласно СП 36.13330.2012.

5. Расчет магистрального трубопровода подверженного сейсмическим воздействиям по методике «Guidelines for seismic design of buried pipelines» by National Information Center of Earthquake Engineering (NICEE) at Indian Institute of Technology Kanpur

6. Социальная ответственность при проведении анализа современных технологий сооружения магистральных трубопроводов в сейсмически опасных районах

7. Экономическое обоснование строительства перехода магистрального трубопровода через тектонический разлом.

Методы решения поставленных задач:

Для подтверждения выводов и результатов исследований использованы расчетные данные о надежности и прочности эксплуатируемых трубопроводных систем. Проведены расчеты по российским и зарубежным нормативным документам. В работе представлено сравнение показателей сейсмостойкости, рассчитанной различными методами: по СП 36.13330.2012, «Guidelines for seismic design of buried pipelines».

Актуальность и новизна результатов полученного исследования состоит в следующем: произведен сравнительный анализ российской и зарубежной методик расчетов в районах с сейсмической активностью и установлена необходимость дополнительных расчетов в некоторых случаях.

На защиту выносятся методы проектирования и сооружения трубопроводов в условиях сейсмической активности и сравнение технических решений, применяемых для повышения надежности трубопровода, а также

					<i>Введение</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		18

методики расчетов на основе российской и зарубежной нормативной документации.

					<i>Введение</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		19

Обзор литературы.

Возникновение отечественных исследований, которые затрагивают вопросы строительства и обслуживания трубопроводов, расположенных в зонах с повышенной сейсмичностью, можно отнести к 1983 году, когда на совещании комиссии по сейсмостойкости транспортных и сетевых сооружений Межведомственного совета по сейсмологии и сейсмостойкому строительству при Президиуме Академии Наук были представлены доклады и сообщения, включающие в себя исследования сейсмостойкости трубопроводов, новые аспекты учета воздействия сейсмической волны на объекты большой протяженности и сооружения, находящиеся под землей. В это время и появились новые конструктивные решения и методики расчета.

Изучению сейсмических воздействий на трубопровод был посвящен ряд научных работ.

В работе А.С. Гехмана [15] были проведены исследования и обобщение последствий нескольких землетрясений различной магнитуды, разработаны основные подходы к расчету сейсмических воздействий на трубопровод, разработаны вопросы прогнозирования поведения трубопровода при воздействиях различных по силе сейсмических проявлений.

В этот же период в США закончилось сооружение крупного проекта Трансаляскинского нефтепровода, спроектированного инженером советского происхождения Егором Поповым. Он был сконструирован так, чтобы выдерживать землетрясения магнитудой до 8,5 баллов. Протяженностью 1288 км нефтепровод полностью проложен над землей с использованием опор конструкции «скользящий анкер». Смещения в горизонтальном направлении могут достигать 6 м, в вертикальном 1,5 м. Вся трасса нефтепровода исполнена зигзагоподобной изломанной линией, которая позволяет компенсировать возникающие напряжения. В городе Денали произошло землетрясение

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	«Анализ современных технологий сооружения магистральных трубопроводов»			
Разраб.		Новиков С.Д.			Обзор литературы	Лит.	Лист	Листов
Руковод.		Антропова Н.А.					20	157
Консульт.						НИ ТПУ гр.2БМ6Б		
Рук-ль ООП		Бурков П.В.						

магнитудой 7,9 баллом, при этом нефтепровод остался цел. Грандиозный опыт сооружения и обслуживания такого объекта подлежал подробному исследованию зарубежных [13] и отечественных ученых [14], а также данный проект был взят на вооружение при разработке отечественных технологий для повышения сейсмостойкости трубопроводов и нашел свое отражение в диссертациях [2,6].

С каждым годом создаются новые и экономически выгодные решения по обеспечению повышения сейсмостойкости трубопроводов. Так, в своей работе А.Р. Валеев [2] предложил усовершенствованный вариант конструкции «скользящего анкера» (конструкция, разработанная специально для трубопровода «Транс-Аляска»). Был произведен расчет новой опоры трубопровода и доказана ее эффективность в защите объекта от вертикальной составляющей волн. Способ ее реализации схематично проиллюстрирован в работе. Практического применения данная разработка еще не получила.

Андреева Е.В. в своей работе [1] смоделировала взаимодействие между подземным трубопроводом и колебаниями грунта при сейсмическом воздействии используя различные технологические схемы прокладки МТ. В данном научном документе производилась разработка математической модели и методики расчета деформирования тонкостенной оболочки трубопровода, находящегося под землей. Методика, разработанная данным автором по оценке несущей способности конструкций МТ позволяет произвести оценки эффективности технических решений трубопроводов в зонах с высокой сейсмической активностью.

Так же у Е.В. Андреевой имеется публикация [20] в которой раскрывается выбор технических решений, использованных при прокладке нефтепровода ВСТО в зонах с сейсмическими подвижками грунта. Основным методом была выбрана прокладка нефтепровода в специально оборудованных траншеях, которые имеют незамерзающие участки, что обеспечивает дополнительную подвижность во время прохождения сейсмической волны. В тоже время были рассмотрены такие методы, как: установка компенсаторов

					<i>Обзор литературы</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		21

сейсмических воздействий, использование интеллектуальных вставок, усиление жесткости трубы, применение пластичных материалов.

Такой метод контроля напряженно-деформированного состояния, как «интеллектуальная вставка», подробно рассмотрел А.В. Рудаченко и А.Л. Саруев [18]. Данная разработка позволяет определить НДС в стенке металла трубопровода в режиме реального времени. Контроль возникающих напряжений необходимо осуществлять в нескольких контрольных точках. Стандартно этими точками является: верх, низ, левая и правая стороны трубы по направлению перекачиваемого продукта. В итоге благодаря полученным данным удастся регистрировать НДС не только в месте установки вставки, но и на примыкающих участках. Работы по монтажу датчиков были перенесены в заводские условия, что позволило избежать проблем, возникавших при применении метода тензометрирования в полевых условиях.

Самыми опасными местами сооружения трубопроводов в зонах с высокой вероятностью проявления сейсмического воздействия являются пересечение МТ активных разломов. Проект Сахалин-2 пересекает 22 действующих тектонических разлома в зоне прогнозируемой сейсмической активности от 9 баллов, что приводит к смещению домов с фундаментов и изменению уровня грунтовых вод.

Данный вопрос подробно рассмотрел в своей статье [11] Д.Ю. Пионт. Он представил этапы проектировочных работ в увязке с инженерными изысканиями, расчетным обоснованием, строительными-монтажными работами. Раскрыты вопросы выбора трасс, материала и толщины стенки, материала засыпки, конструкции траншеи и многих других вопросов. Основной акцент- это необходимость взаимного сопоставления результатов инженерных изысканий, проектировочных и строительными-монтажными работ для поиска оптимального решение создания перехода при пересечении трубопроводом активных тектонических разломов. Кроме комплекса задач, решаемых инженерами, которые занимаются проектировкой и строительством обычных линейных участков трассы, места пересечения активных тектонических

					<i>Обзор литературы</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		22

разломов заставляют решать дополнительные нестандартные задачи, а так же накладывают взаимоисключения и ограничения, что в свою очередь предполагает принятие уникальных решений.

Для ознакомления с аналитической частью был использован СП 36.13330.2012 [8], в котором подробно описаны правила применяемые при проектировании новых магистральных трубопроводов и подлежащих реконструкции и их ответвлений номинальным диаметром до 1400 мм включительно. В данном документе расчет сейсмостойкости и устойчивости трубопровода, приведенный в документе учитывает воздействия сейсмической волны, направленной только вдоль продольной оси трубопроводов. Поэтому был взят другой нормативный документ, предназначенный для проектирования зданий и сооружений, в районах с сейсмической активностью в 7,8,9 баллов СП 14.13330.2011 [12]. Но в ходе его детального изучения удалось выяснить, что в нем отсутствуют какие-либо требования к строительству линейных объектов.

При поиске зарубежной практики в расчете магистральных трубопроводов удалось найти методику [24], разработанную в индийском технологическом институте Кампура и применяемую при проектировании трубопроводов в Японии. Расчеты представленные именно в этой работе учитывают взаимодействие трубопровода с грунтом как при параллельно направленном положении, так и при поперечном.

В практике самым распространенным способом обеспечения надежной эксплуатации трубопроводов в зонах с сейсмической активностью, является увеличение толщины стенки, как следствие повышение прочностных свойств трубопровода. Но существуют другие подходы, который являются не только экономически выгодными, но и обеспечивают большую надежность трубопровода.

					<i>Обзор литературы</i>	<i>Лист</i>
						23
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		

Глава 1. Анализ современной практики и нормативных требований к сооружению магистральных трубопроводов, прокладываемых в сейсмически опасных зонах

Среди природных катаклизмов самым опасным является землетрясение, которое ни с чем не идет в сравнение по своим разрушительным последствиям, количеству жертв и уничтожению среды обитания человека. Оно возникает вследствие эволюции литосферы планеты, которая продолжается сотни миллионов лет. Все сейсмические процессы на территории России тесно связаны со взаимодействием таких литосферных плит, как: Африканская, Индостанская, Тихоокеанская, Северо-Американская, Евразийская, Аравийская, Китайская и Охотоморская.

Невозможно предотвратить возникновение землетрясений, но в силах человека уменьшить те разрушительные последствия, которые приносит сейсмическая активность. Необходимо совершенствовать и применять адекватные нормы сейсмостойкого строительства, составлять достоверные карты сейсмического районирования, повышать уровень осведомленности населения и федеральных органов при угрозе землетрясения, и умение противостоять подземной стихии. [1]

1.1 Анализ параметров сейсмических воздействий

Землетрясения – это колебания поверхности земли при внезапных смещениях и разрывах в земной коре или верхней мантии. При землетрясении движение грунта происходит в виде волн.

Сейсмическая активность поражает три типа волн:

1. Первичная волна - это продольная волна, которая образуется при колебании частицы вперед и назад совпадая с направлением движения волны,

					<i>«Анализ современных технологий сооружения магистральных трубопроводов»</i>			
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>				
<i>Разраб.</i>	<i>Новиков С.Д.</i>				<i>Глава 1. Анализ современной практики и нормативных требований к сооружению магистральных трубопроводов, прокладываемых в сейсмически опасных зонах</i>	<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Руковод.</i>	<i>Антропова Н.А.</i>						24	157
<i>Консульт.</i>						НИ ТПУ гр.2БМ6Б		
<i>Рук-ль ООП</i>	<i>Бурков П.В.</i>							

т.е. это волны сжатия, они подобны звуковым волнам.

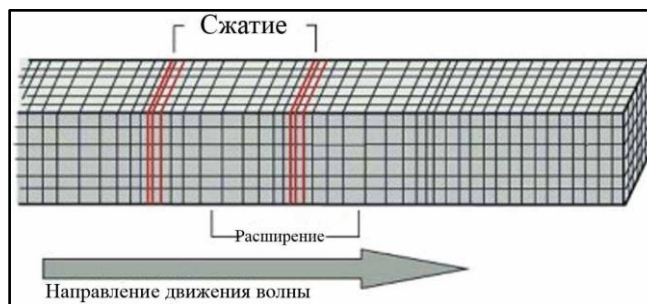


Рисунок 1.1 – Первичная волна

2. Вторичная волна - это поперечная волна, которая образуется из-за колебания частицы в направлении, перпендикулярном направлению движения волны, т.е. подобие волн, возникающих в струне при игре на гитаре. Первичная и вторичная волна образуется внутри тела. Данные волны проходят сквозь толщу грунта. Вторичная волна, связана со сдвиговым напряжением, не может образовываться в жидкой среде, однако первичная волна образуется.

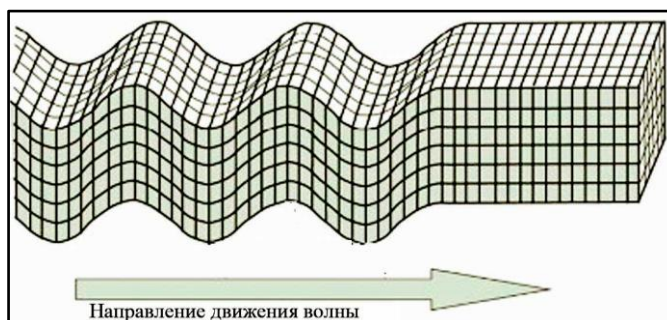


Рисунок 1.2 – Поперечная волна

3. Поверхностная волна, аналогична морской волне, образуется с помощью движения частицы материи по орбите. Она может образоваться только на поверхности земли. В настоящее время известны и изучены два типа таких волн: волна Релея, в которой движение частицы складывается из двух перемещений: вертикального и в направлении распространения волны. Второй тип поверхностной волны – волна Лява, в ней частица перемещается горизонтально и направлена под углом 90° к направлению распространения волны.

Частица волны Рэлея при своем прохождении, описывает вертикальные эллипсы, которые лежат в очаговой плоскости (рисунок 1.3.).[2]

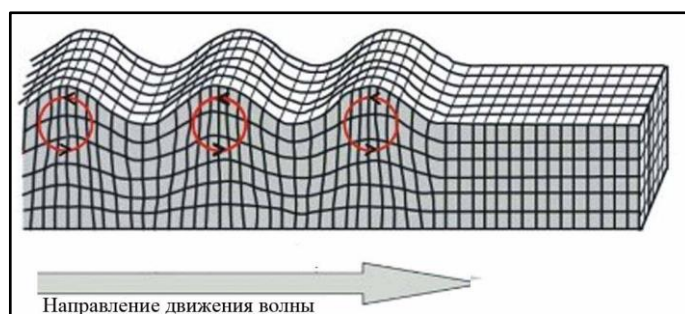


Рисунок 1.3 – Волна Релея

Волна Лява возникает исключительно в твердом теле, которое имеет поверхность разрыва с упругими свойствами. Сейсмическая активность приводит к колебанию грунта, который в свою очередь вызывает в нефтепроводе инерционные силы. Если прочность (сейсмостойкость) конструкции является недостаточной, то в ней возникают повреждения различной степени или при водит к полному ее разрушению.

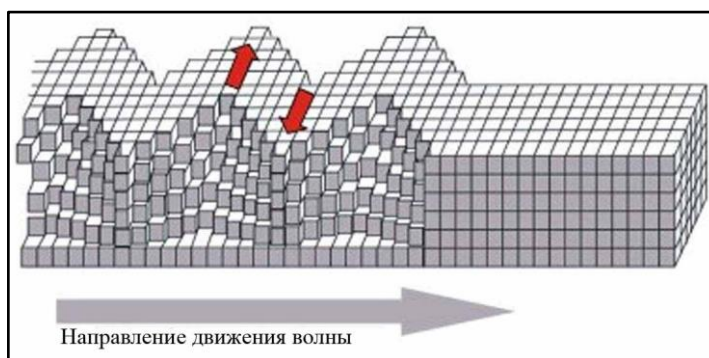


Рисунок 1.4 – Волна Лява

Поверхностная волна является самой разрушительной из всех вышеперечисленных. Часто конструкция может выдерживать толчки первых Р- и S-волн, но более сложные поверхностные волны, являющиеся меньшими по своей амплитуде, приводят к их разрушению.

Степень опасности при землетрясении определяется первичными факторами, интенсивность колебания грунта, так и вторичными, ими являются: лавина, оползень, пожары, разжижение грунта, обвал, опускание

					Глава 1. Анализ современной практики и нормативных требований к сооружению магистральных трубопроводов, прокладываемых в сейсмически опасных зонах	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		26

или перекося поверхности земли, наводнение вследствие разрушения и прорыва плотин.

Самой распространенной причиной сейсмической активности является возникновение внутренних напряжений, имеющих размерность и разрушение пород. Накопленная при упругих деформациях породы, потенциальная энергия преобразуется в кинетическую, которая создает сейсмические волны в грунте.

При анализе последствий землетрясений установили, что колебания, возникающие в отдельных конструкциях, являются пространственными, то есть движутся одновременно в нескольких направлениях. Следовательно, можно сделать вывод, что движение грунта при землетрясении является сложным многомерным (пространственным) процессом.

Место, где разрушается порода называют очагом землетрясения (гипоцентр). Существует классификация землетрясений в зависимости от глубины очага H . С ее помощью, можно разделить землетрясения на три группы: нормальное (0-70 км), промежуточное (70-300 км) и глубокофокусное (более 300 км).

Эпицентр - это проекция очага землетрясения на земную поверхность. Расстояние, которое откладывается от эпицентра до некоторой точки земной поверхности называется эпицентральной расстоянием R .

Сила воздействия сейсмической волны на объекты зависит от величины, которая называется гипоцентральной расстоянием и определяется по формуле: $C = \sqrt{H^2 + R^2}$. При увеличении гипоцентрального расстояния C интенсивность воздействия будет уменьшаться. Зону поверхности грунта в радиусе примерно $R < H$ считают эпицентральной. Эпицентральной зоной можно считать поверхность грунта, удовлетворяющего условию $R < H$. В данной зоне колебание грунта происходит преимущественно в вертикальном направлении. Для нефтепровода наибольшую опасность несет горизонтальное перемещение грунта, которое усиливается по мере удаления от эпицентра. [3]

Землетрясения можно классифицировать с помощью шкалы Рихтера, которая учитывает величину и мощность очага. В качестве характеристики

					Глава 1. Анализ современной практики и нормативных требований к сооружению магистральных трубопроводов, прокладываемых в сейсмически опасных зонах	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		27

землетрясения представлена его магнитуда, являющаяся безразмерной величиной и учитывающая общую энергию упругих колебаний, которую вызывает землетрясение.

Проявления землетрясений в тех или иных районах называют сейсмичностью. Количественные показатели сейсмичности отражают повторяемость, снижающуюся при увеличении магнитуды, и интенсивность.

В данный момент Россия использует рекомендованные Бюро межведомственного совета по сейсмологии и сейсмостойкому строительству (МСССС) АН РФ, шкалу ИФЗ, задействованную в основе СП 14.13330.2014 «Строительство в сейсмических районах».

В общем все шкалы между собой очень близки и их можно свести в одну таблицу (табл. 1.1).

Таблица 1.1

Действие землетрясений различной балльности

Балл	Действие на поверхность земли	Действие на инженерные сооружения
6	Небольшая вероятность оползней, На сырых грунтах трещины, толщиной не более 1 см.	-
7	Оползни на песчаных или гравелистых берегах рек	Нарушение стыков нефтепровода
8	Трещины в грунтах шириной в несколько сантиметров	Нарушение стыков нефтепровода
9	Трещины в грунтах достигают 10 см, а по склонам и берегам - свыше 10 см.	Разрыв частей подземных нефтепроводов

10	Трещины в грунте шириной несколько десятков сантиметров и в некоторых случаях до одного метра	Серьезные повреждения, разрывы и искривления подземных трубопроводов
11	Значительные деформации почвы в виде широких трещин, разрывов и перемещений в вертикальном и горизонтальном направлениях	Разрушение подземных нефтепроводов.
12	Изменение рельефа местности Радикальное изменение земной поверхности	Сильное повреждение или разрушение практически всех наземных и подземных сооружений

При землетрясениях интенсивностью 8 и более баллов особенно опасно образование искр от ударов или коротких замыканий в нефте- и газопроводах. Интенсивность землетрясения (сейсмическая интенсивность или балльность) характеризует силу землетрясения, которая зависит от расстояния, убывая от эпицентра к периферии. В пределах 6-9 баллов по шкале ИФЗ интенсивность землетрясений устанавливается по параметрам колебаний на поверхности земли (табл. 1.2).

Параметры максимумов колебаний поверхности земли, соответствующие интенсивности землетрясений

Интенсивность в баллах	Ускорение грунта, см/с ² , при периоде $T > 0,1$ с	Скорость колебаний грунта, см/м	Смещение маятника сейсмографа, мм
6	30...60	3,0...6,0	1,5...3,0
7	61...120	6,1...12,0	3,1...6,0
8	121...240	12,1...24,0	6,1...12,0
9	241...480	24,1...48,0	12,1...24,0

Таким образом, сейсмические волны, распространяющиеся в грунтовом массиве при землетрясении и взаимодействующие с сооружениями, представляют нестационарный случайный процесс, образуемый семейством (ансамблем) реализаций с определенными статистическими свойствами, зависящими от макросейсмических параметров землетрясения.

В последние годы на острове Сахалин отмечались несколько значительных сейсмических явлений. Нефтегорское землетрясение, которое произошло в районе Сахалина, ранее считавшемся зоной умеренной сейсмичности, привело к образованию разлома длиной 46 км со средним показателем провала в 3,9 м. До трагедии сейсмичность этого района оценивалась в 7 баллов, сила же случившегося землетрясения составила 9-10 баллов.

Подземные участки трассы трубопровода «Сахалин-2» 55 раз пересекают 22 установленных специалистами активных разлома (наличие подвижек поверхности земли в течение последних 10000 лет) и 33 разлома, которые предполагаются неактивными. Трасса трубопровода пройдет по районам, где помимо прямого сейсмического воздействия отмечается

					Глава 1. Анализ современной практики и нормативных требований к сооружению магистральных трубопроводов, прокладываемых в сейсмически опасных зонах	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		30

тенденция к внезапным крупным смещениям грунта, которые могут быть спровоцированы землетрясениями. Это - оползни, сели, обрушения грунта.

Таким образом, можно сделать вывод о том, что перспективные регионы по запасам углеводородов и развитию трубопроводного транспорта расположены не только в сейсмически опасных, но и гидрологически и геологически сложных районах России.

1.2. Анализ требований нормативных документов к строительству в сейсмически опасных зонах

Основные требования к проектированию трубопроводов в сейсмически опасных районах в основном содержатся в таких отраслевых нормативах как СП 36.13330.2012 «Магистральные трубопроводы. Строительные нормы и правила», СП14.13330.2014* «Строительство в сейсмических районах. Строительные нормы и правила», СТО Газпром 2-2.1-249-2008 «Магистральные трубопроводы».

СП14.13330.2014* регламентирует требования при проектировании зданий и сооружений, возводимых на площадках сейсмичностью 7, 8 и 9 баллов. Требования к строительству линейных сооружений в данном нормативе отсутствуют.

СП 36.13330.2012 * регламентирует проектирование линейной части трубопроводов и ответвлений от них, предназначенных для прокладки в районах с сейсмичностью до 6 баллов для надземных и до 8 баллов для подземных трубопроводов. Кроме того, приведенный в документе расчет напряжений трубопроводов в сейсмически опасных зонах учитывает воздействия сейсмической волны, направленной лишь вдоль продольной оси трубопроводов, вызванной напряженным состоянием грунта. Расчет на действие сейсмических нагрузок, направленных по нормали к продольной оси трубопровода, не производится.

СТО Газпром 2-2.1-249-2008 «Магистральные трубопроводы» содержит общие требования к строительству трубопроводов (выдержки из СП 36.13330.2012) отсутствуют расчеты.

					Глава 1. Анализ современной практики и нормативных требований к сооружению магистральных трубопроводов, прокладываемых в сейсмически опасных зонах	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		31

В соответствии с требованиями нормативных документов при расчетах на наиболее опасные сейсмические воздействия в конструкциях, поддерживающих трубопровод, допускается неупругое деформирование и возникновение остаточных деформаций, локальные повреждения и т. д.

Дополнительные напряжения в трубопроводах предлагается определять как результат воздействия сейсмической волны, направленной вдоль продольной оси трубопровода, вызванной напряженным состоянием грунта.

Согласно требованиям нормативных документов сейсмостойкость трубопроводов должна обеспечиваться:

- выбором благоприятных в сейсмическом отношении участков трасс и площадок строительства;
- применением рациональных конструктивных решений и антисейсмических мероприятий;
- дополнительным запасом прочности, принимаемым при расчете прочности и устойчивости трубопроводов.

При выборе трассы трубопроводов в сейсмических районах предлагается избегать косогорные участки, участки с неустойчивыми и просадочными грунтами, территории горных выработок и активных тектонических разломов, а также участки, сейсмичность которых превышает 9 баллов.

Прокладка трубопроводов в перечисленных условиях может быть осуществлена в случае особой необходимости при соответствующем технико-экономическом обосновании и согласовании с соответствующими органами Государственного надзора. При этом в проекте должны быть предусмотрены дополнительные мероприятия, обеспечивающие надежность трубопровода.

Все монтажные сварные соединения трубопроводов, прокладываемых в сейсмически опасных зонах, подвергаются радиографическому контролю

					Глава 1. Анализ современной практики и нормативных требований к сооружению магистральных трубопроводов, прокладываемых в сейсмически опасных зонах	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		32

вне зависимости от категории трубопровода или его участка. Не допускается жесткое соединение трубопроводов к стенам зданий и сооружений и оборудованию.

В случае необходимости таких соединений рекомендуется предусматривать устройство криволинейных вставок или компенсирующие устройства, размеры и компенсационная способность которых должны устанавливаться расчетом.

Ввод трубопровода в здания (компрессорные, насосные и т.д.) регламентировано осуществлять через проем, размеры которого должны превышать диаметр трубопровода не менее чем на 200 мм.

При пересечении трубопроводом участков трассы с грунтами, резко отличающимися друг от друга сейсмическими свойствами, рекомендуется предусматривать возможность свободного перемещения и деформирования трубопровода. При подземной прокладке трубопровода на таких участках предлагается устройство траншеи с пологими откосами и засыпка трубопровода крупнозернистым песком, торфом и т.д.

На наиболее опасных в сейсмическом отношении участках трассы предусматривается автоматическая система контроля и отключения аварийных участков трубопровода.

Для трубопроводов диаметром свыше 1000 мм, а также в районах переходов трубопроводов через реки и другие препятствия предусматривается установка инженерно-сейсмометрических станций для записи колебаний трубопровода и окружающего грунтового массива при землетрясениях. [12]

На участках пересечения трассой трубопровода активных тектонических разломов рекомендуется применять надземную прокладку или специальные методы подземной прокладки.

Подводя итоги анализа современных подходов к сооружению магистральных трубопроводов, прокладываемых в сейсмически опасных зонах, следует отметить, что основным недостатком существующих подходов к обеспечению надежности трубопроводного транспорта является

					<i>Глава 1. Анализ современной практики и нормативных требований к сооружению магистральных трубопроводов, прокладываемых в сейсмически опасных зонах</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		33

регламентирование существующими нормативными требованиями строительства площадочных объектов без учета особенностей строительства линейно протяженных объектов. При проектировании магистральных трубопроводов принято проводить расчеты воздействия сейсмической волны, направленной лишь вдоль продольной оси трубопровода в районах с сейсмичностью в пределах 8 баллов без определения влияния сейсмических нагрузок, направленных по нормали к продольной оси трубопровода.

В рамках перспективы освоения Восточной Сибири и Дальнего Востока при проектировании трубопроводов по проектам «Сахалин-1, 2, 3» и «Восточная Сибирь - Тихий океан» был разработан ряд специальных технических решений по прокладке магистральных трубопроводов в сейсмически опасных зонах. При этом сравнительного анализа эффективности предложенных конструктивных решений, а также расчетных обоснований предлагаемых решений сделано не было.

					<i>Глава 1. Анализ современной практики и нормативных требований к сооружению магистральных трубопроводов, прокладываемых в сейсмически опасных зонах</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		34

Глава 2. Определение видов сейсмических воздействий на магистральные трубопроводы

2.1 Основные положения по учету сейсмических воздействий

Трубопроводы представляют собой протяженные гибкие конструкции, допускающие возможность развития значительных деформаций или подвижек в отдельных случаях даже без разрушения целостности конструкции.

Подземный трубопровод «скрыт» от визуального наблюдения. Как правило, в сравнительно небольшой по срокам период обследования последствий землетрясений бывают обнаруженными лишь разрывы, приводящие к взрывам, фонтанированию или большим утечкам транспортируемого по трубопроводу продукта, к резкому падению давления в трубопроводе и т.п. Весьма редко производится полное вскрытие траншей для обследования протяженных участков трубопровода. Поэтому многие повреждения бывают не обнаруженными и сказываются на работе сооружения лишь впоследствии.

Почти всегда после землетрясений аварийность (количество аварий на один километр протяженности трубопровода) на трубопроводах возрастает. Однако, эксплуатирующие трубопровод службы в силу ряда причин весьма редко связывают повышение аварийности с прошедшими землетрясениями.

В последние годы для оценки состояния трубопроводов, перенесших землетрясения, применяются так называемые методы сопоставления аварийности обследуемой трубопроводной сети за равные промежутки времени до и после землетрясения. Такие сопоставления свидетельствуют в ряде случаев, как уже отмечалось, о снижении эксплуатационной надежности трубопроводных систем, перенесших землетрясения.

В подземной прокладке деформации возникают в грунтах при распространении волн смещения. Исследования показывают, что амплитуд

					<i>«Анализ современных технологий сооружения магистральных трубопроводов»</i>			
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>				
<i>Разраб.</i>		<i>Новиков С.Д.</i>			<i>Глава 2. Определение видов сейсмических воздействий на магистральные трубопроводы</i>	<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Руковод.</i>		<i>Антропова Н.А.</i>					35	157
<i>Консульт.</i>						НИ ТПУ гр.2БМ6Б		
<i>Рук-ль ООП</i>		<i>Бурков П.В.</i>						

Для обеспечения сейсмостойкости трубопровода необходимо учитывать следующие предельные состояния:

- нарушение герметичности (разрыв трубопровода);
- потеря местной устойчивости при изгибе (местное смятие стенки трубы);
- потеря местной устойчивости при сжатии (гофрообразование);
- разрушение кольцевых сварных соединений (разрыв по сварному шву и по зоне термического влияния);
- потеря общей устойчивости в вертикальной плоскости (т.н. «всплытие» трубопровода).

В связи с этим, сейсмостойкость трубопроводов обеспечивается:

- выбором благоприятных в сейсмическом отношении участков трасс и площадок строительства;
- применением рациональных конструктивных решений и антисейсмических мероприятий;
- дополнительным запасом прочности, принимаемым при расчете прочности и устойчивости трубопроводов.

Расчет трубопровода при пересечении зон активных тектонических разломов необходимо выполнять на воздействия мгновенных необратимых смещений грунта, обусловленных сдвигом и обратным сдвигом, сбросом и обратным сбросом, которые характеризуются величиной остаточного смещения и его направлением относительно продольной оси трубопровода и медленных (криповых) смещений грунта в зонах АТР. В зависимости от характеристики разлома должны учитываться взаимные смещения как в горизонтальной, так и в вертикальной плоскостях.

Важнейшими факторами сейсмоопасности, которые могут существенно повлиять на механическую целостность трубопроводов, являются: движение сбросов, неустойчивость склонов (оползни), распространение сейсмических волн и сотрясение грунта. [28]

Сложность пространственного характера сейсмического воздействия состоит в том, что оно представляет собой поле движений грунта, определенное сейсмическими волнами с конечной скоростью их распространения. Сейсмические волны не являются монохроматическими, а представляют спектр одноименных волн различной длины, доминирующих в различные интервалы времени землетрясения. В начальные моменты времени приходят, имеющие большую скорость распространения, продольные Р-волны, затем - поперечные S-волны с меньшей скоростью распространения, но с большей интенсивностью воздействия. После S-фазы генерируются поверхностные L-волны (Рэлея-Лэмба и Лява), которые имеют еще меньшую скорость распространения. Наиболее сильные повреждения и разрушения сооружений наблюдаются при более интенсивных фазах движения грунта, определяемых спектрами Р- и S-волн.

Поверхностные L-волны вызывают оползневые процессы, которые достаточно хорошо изучены и имеют стандартные методы инженерной защиты при строительстве трубопроводов. Поэтому предметом исследований являются интенсивные фазы движения грунта, определяемые спектрами Р- и S-волн.

2.2 Исследование воздействия сейсмических волн, направленных вдоль оси трубопровода

При первичном сейсмическом воздействии при землетрясении происходит взаимодействие между грунтом и трубопроводом. Смещения могут происходить как в осевом направлении, так и в направлении нормали к упругой оси трубопровода.

Существует несколько видов деформаций грунта, влияющих на прочность и напряженно-деформированное состояние укладываемого трубопровода. Одной из причин возникновения деформаций подземного трубопровода являются колебания грунта, возникающие при землетрясениях. В результате сейсмического толчка в грунте создаются и распространяются сейсмические волны, вследствие чего подземный трубопровод,

					Глава 2. Определение видов сейсмических воздействий на магистральные трубопроводы	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		37

представляющий собой единую систему «грунт – труба», вовлекается в колебательный процесс. Сейсмическая волна, имеющая, как правило, большую скорость распространения в трубопроводе, чем в грунте, достигает по трубопроводу участков, еще не вовлеченных в колебательный процесс. На этих участках трубопровод можно рассматривать как генератор колебаний, а грунт - как демпфирующую подушку. Напряжения в трубопроводе на этих участках меньше, чем на участках, где колебания трубопроводу сообщались грунтом.

Таким образом, следует рассматривать две схемы работы трубопровода в условиях сейсмических колебаний: подземный трубопровод, вовлекаемый в колебательный процесс, при котором напряжения в трубах возникают в результате напряженного состояния грунта, и колеблющийся трубопровод, погруженный в грунтовую среду, препятствующую его колебаниям.

Как показал анализ последствий ряда землетрясений, подземные стальные трубопроводы, проложенные вне зон разломов в сейсмически устойчивых грунтах, хорошо переносят землетрясения силой в 7-8 баллов. Поэтому нормы проектирования допускают сейсмические воздействия на подземный трубопровод до 8 баллов включительно. При большей балльности рекомендуется проверять трубопровод на прочность и на основании расчетов выбирать соответствующее конструктивное решение, обеспечивающее надежную работу трубопровода.

Как уже отмечалось, в начальные моменты времени приходят, имеющие большую скорость распространения, продольные Р-волны, которые оказывают первичные воздействия на трубопровод. Согласно СП 36.13330.2012* горизонтальные деформации грунта, в котором уложены трубопроводы, являются наиболее опасными с точки зрения их влияния на несущую способность трубопроводов. Поскольку трубопроводы заземлены в грунте, то горизонтальные передвижения грунта увлекают за собой трубопровод и в последнем возникают растягивающие или сжимающие

					Глава 2. Определение видов сейсмических воздействий на магистральные трубопроводы	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		38

напряжения. Таким образом, напряженное состояние трубопровода в большой степени зависит от его заземления (рис. 2.1).

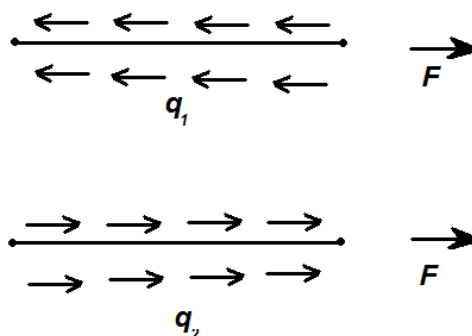


Рисунок 2.1 – Воздействие сейсмических сил, направленных вдоль оси трубопровода

Напряжения в прямолинейных подземных трубопроводах от действия сейсмических сил, направленных вдоль продольной оси трубопровода, определяется по формуле (2.1).

$$\sigma_{npN} = \pm \frac{\pm 0,04 \cdot m_0 \cdot k_0 \cdot k_n \cdot a_c \cdot E_0 \cdot T_0}{c_p}, \quad (2.1)$$

где m_0 – коэффициент заземления трубопровода в грунте (табл. 2.1);

k_0 – коэффициент, учитывающий ответственность трубопровода (табл. 2.2);

k_n – коэффициент повторяемости землетрясения (табл. 2.3);

a_c – сейсмическое ускорение, см/с^2 , определяемое по данным сейсмического районирования и микрорайонирования (табл. 2.4);

E_0 – модуль упругости, МПа;

T_0 – преобладающий период сейсмических колебаний грунтового массива, определяемый при изысканиях, с;

c_p – скорость распространения продольной сейсмической волны вдоль продольной оси трубопровода в грунтовом массиве, см/с (табл. 2.1). [8]

Таблица 2.1

Грунты	Коэффициент заземления трубопровода в грунте	Скорость распространения продольной сейсмической волны
Насыпные, рыхлые пески, супеси, суглинки и другие, кроме водонасыщенных	0,50	120
Песчаные маловлажные	0,50	150
Песчаные средней влажности	0,45	250
Песчаные водонасыщенные	0,45	350
Супеси и суглинки	0,60	300
Глинистые влажные, пластичные	0,35	500
Глинистые, полутвердые и твердые	0,70	2000
Лесс и лессовидные	0,50	400
Торф	0,20	100
Низкотемпературные мерзлые	1,00	2200
Высокотемпературные мерзлые	1,00	1500
Гравий, щебень и галечник	Примечание 2	1100
Известняки, сланцы, песчаники	Примечание 2	1500
Скальные породы (монолиты)	Примечание 2	2200

Примечание:

1. В таблице приведены наименьшие значения c_p , которые следует уточнять при изысканиях;
2. Значения коэффициентов заземления трубопровода следует принимать по грунту засыпки.

Таблица 2.2

Характеристика трубопровода	K_0
Газопроводы I и II класса, нефте-, продуктопроводы I класса	1,5
Газопроводы III класса, нефте-, продуктопроводы II класса	1,2
Газопроводы IV класса, нефте-, продуктопроводы III класса	1,0
Примечание: При сейсмичности 9 баллов и выше коэффициент K_0 дополнительно умножается на коэффициент 1,5.	

Таблица 2.3

Повторяемость землетрясений 1 раз	в 100 лет	в 1000 лет	в 10 000 лет
Коэффициент повторяемости k_n	1,15	1,0	0,9

Таблица 2.4

Сила землетрясения, баллы	7	8	9	10
Сейсмическое ускорение, м/сек ²	1,0	2,0	4,0	8,0

Деформации сжатия, согласно нормативным документам, не являются столь опасными и при расчете магистральных трубопроводов чаще всего не учитываются. Однако в том случае, когда по трубопроводу транспортируются горячие продукты и трубопровод работает в условиях сжатия, возникают дополнительные сжимающие напряжения, которые необходимо учитывать при проектировании подземных магистральных трубопроводов.

2.3 Исследование воздействия сейсмических волн, направленных по нормали к продольной оси трубопровода

Под действием поперечных S-волн возникает поперечная нагрузка. В определенных зонах грунта связи между частицами разрушаются, и происходит смещение одних частиц относительно других – грунт приобретает способность неограниченно деформироваться под данной нагрузкой.

Разрушение грунта происходит в виде перемещения одной части массива относительно другой, при таком виде сейсмического воздействия направление движения грунта перпендикулярно оси трубопровода или происходит под некоторым углом к ней. Этот вид силового воздействия наиболее опасен, поскольку в этом случае наряду с кольцевыми напряжениями, возникающими под действием поперечной нагрузки, возникают изгибные напряжения (рисунок 2.2).

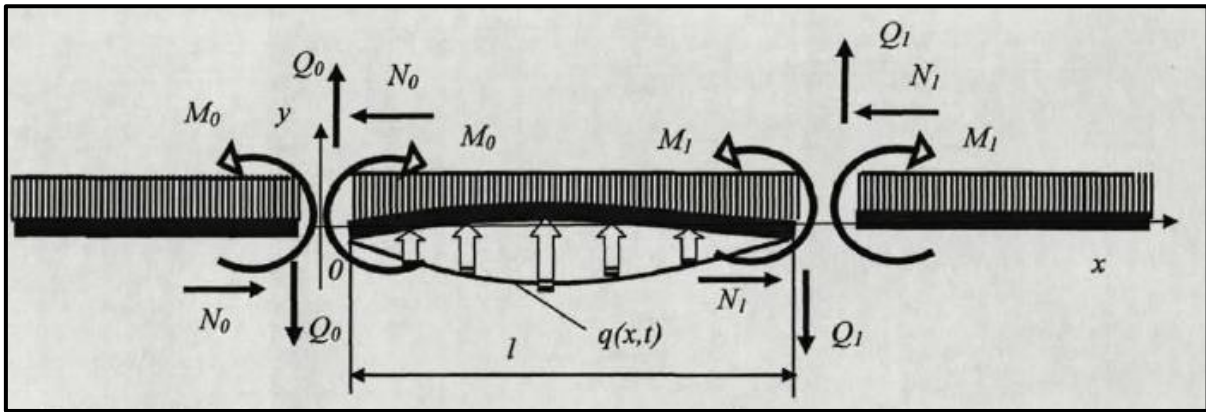


Рисунок 2.2 – Расчетная схема подземного трубопровода при поперечных подвижках грунта в процессе землетрясения

Расчетная величина продольных и кольцевых напряжений, вызываемых вертикальными перемещениями грунта при сейсмическом воздействии, в существующих нормативных требованиях не регламентируется. В этой связи для расчета величины давления грунта на оболочку трубопровода при сейсмическом воздействии, направленного по нормали к упругой оси трубопровода предложено использовать зависимость (2.2):

$$q(x,t) = \frac{V_{сп} \cdot \rho_{сп} \cdot a_c}{S} \cdot x \cdot \left(1 - \frac{x}{l}\right) \cdot e^{-\varepsilon_0 \cdot t} \cdot \sin(\omega t) \quad (2.2)$$

где $V_{сп}$ – объем грунта, действующего на трубопровод при вертикальных перемещениях, м³;

$\rho_{сп}$ – средняя плотность грунта в естественном залегании, кг/м³;

a_c – сейсмическое ускорение, м/с²;

ε_0 – параметр затухания процесса перемещения грунта, зависящий от его диссипативных свойств, сек⁻¹;

t – продолжительность землетрясения, сек;

S – площадь контактной поверхности трубопровода с грунтом, м².

Задача о поперечной деформации трубопровода, лежащего на стохастическом неоднородном основании и находящегося над случайным

образом распределенной нагрузкой, была впервые поставлена и решена с привлечением теории случайных функций В.В. Болотиным. Изучалась работа подземных трубопроводов диаметром 267 и 89 мм при магнитуде землетрясений 5,2. Полученные сейсмограммы показали, что перемещение грунта почти совпадало с перемещением труб как в продольном, так и в поперечном направлениях. По данным исследований было установлено, что осевая деформация значительно преобладала над деформацией сжатия — растяжения при изгибе, деформации при изгибе на прямолинейных и криволинейных участках трубопровода одинаковы; деформации трубопроводов оказались небольшими, так как магнитуда землетрясения была относительно малой. [16]

					Глава 2. Определение видов сейсмических воздействий на магистральные трубопроводы	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		43

Глава 3. Сравнение эффективности вариантов технических решений для повышения устойчивости трубопровода в сейсмически опасных зонах

Основной задачей проектирования трубопроводов в сейсмических районах является обеспечение безопасности людей и предотвращение ущерба для окружающей среды. Цель проектирования трубопроводов в этих условиях заключается в выработке таких конструктивных решений, которые позволят противостоять нагрузкам при землетрясении, будучи при этом безопасными, и экономически целесообразными, и при этом согласуются с решениями, применяемыми для борьбы с другими опасностями, возникающими естественным путем и создаваемыми самим человеком.

Следует отметить способы прокладки трубопровода на территориях с сейсмичностью более 8 баллов, через тектонические разломы и при пересечении трубопроводом участков трассы с грунтами, резко отличающимися друг от друга сейсмическими свойствами, требования к которым в нормативных документах не регламентированы.

При разработке конструктивных решений подземной прокладки трубопровода на территории с сейсмичностью более 8 баллов и тектоническими разломами должны учитываться такие факторы как параметры траншеи; глубина заложения; тип грунта засыпки; для зон тектонических разломов — расстояния от места ожидаемого разлома, в пределах которого были осуществлены соответствующие конструктивные мероприятия.

Участка трубопровода в пределах, предлагаемых конструктивных решений принимаются не менее I категории. Конструктивное решение осуществляется в зоне тектонического разлома и на прилегающих участках протяженностью 70 м по обе стороны от границ тектонического разлома.

					<i>«Анализ современных технологий сооружения магистральных трубопроводов»</i>			
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата				
Разраб.		Новиков С.Д.			<i>Глава 3. Сравнение эффективности вариантов технических решений для повышения устойчивости трубопровода в сейсмически опасных зонах</i>	Лит.	Лист	Листов
Руковод.		Антропова Н.А.					44	157
Консульт.						НИ ТПУ гр.2БМ6Б		
Рук-ль ООП		Бурков П.В.						

Если потенциальные причины неустойчивости склона, обусловленные поступательным или вращательным смещением, движением обломочного материала, камнепадами или обвалами, угрожает целостности трубопровода, его трассу лучше всего перенести, чтобы избежать таких участков. Если же этого избежать нельзя, то на практике предусматривают следующие инженерные решения:

- большее заглубление на участках мелкого залегания склонного к оползням грунта, чтобы снизить вероятность обнажения трубопровода и тем самым уберечь его от воздействия оползней;
- дренирование склона для понижения движущих сил;
- уменьшение крутизны склона;
- ограниченная перетрассировка трубопровода для снижения деформации трубы;
- установка анкеров;
- применение укрепленной защитной засыпки.

Цель проектирования трубопроводов в сейсмически опасных зонах заключается в выработке таких конструктивных решений, которые позволят противостоять нагрузкам при землетрясении, будучи при этом безопасными и экономически целесообразными.

В качестве альтернативных вариантов рассмотрены специальные технические решения по прокладке нефтепровода «Восточная Сибирь - Тихий океан», проекты «Сахалин 1, 2, 3» и другие конструктивные решения. Мероприятия по инженерной защите трубопроводов в сейсмически опасных зонах направлены на то, чтобы дать возможность трубопроводу смещаться под землей в случае сейсмических деформаций грунта и тем самым сохранить его целостность.

На основе обобщения были выделены и оценены расчетным путем возможные варианты повышения устойчивости трубопровода в сейсмически опасных зонах:

1. Установка компенсаторов сейсмических воздействий;

					Глава 3. Сравнение эффективности вариантов технических решений для повышения устойчивости трубопровода в сейсмически опасных зонах	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		45

2. Усиление жесткости трубы;
3. Увеличение степеней перемещения трубопровода;
 - устройство траншеи трубопровода специальной конфигурации;
 - устройство грунтового основания;
 - устройство демпфирующей обкладки;
4. Применение композитных материалов и конструкций с высокими пластическими свойствами.

3.1 Варианты технических решений для повышения устойчивости трубопроводов

3.1.1 Установка компенсаторов сейсмических воздействий

При проектировании трубопровода в сейсмически опасных зонах или в грунтах, резко отличающимися свойствами рекомендуется предусматривать компенсацию продольных деформаций.

Компенсация деформаций осуществляется на открытых наклонных или горизонтальных компенсационных участках, сооружаемых в местах поворота трассы в плане.

Для компенсации продольных деформаций трубопроводов применяются трапецеидальные компенсаторы с конструктивными элементами, обеспечивающими восприятие распора от внутреннего давления. Все компенсаторы должны обеспечивать пропуск необходимых по условиям строительства и эксплуатации очистных, разделительных и диагностических устройств.

В качестве компенсационных участков также могут использоваться повороты трубопровода с допускаемыми радиусами кривизны. При этом повороты трубопровода выполняются надземно на опорах и рассчитываются на компенсацию продольных деформаций.

					Глава 3. Сравнение эффективности вариантов технических решений для повышения устойчивости трубопровода в сейсмически опасных зонах	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		46

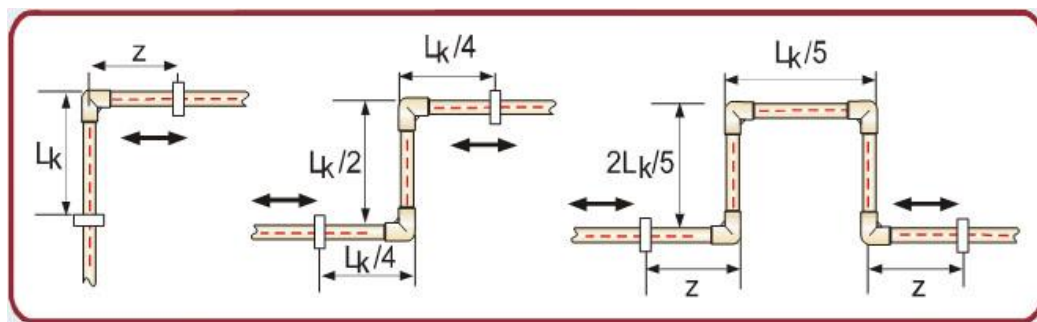


Рисунок 3.1 – П, Г, Z-образные компенсаторы

Если участок проектируется в виде одного угла поворота, то в этом месте не допускается устраивать поворот трубопровода в вертикальной плоскости.

При углах поворота трассы от 45° и более для компенсации деформаций может использоваться угол поворота трассы без изменения его конфигурации. При этом крайние продольно-подвижные опоры, в зависимости от длины примыкающих к углу прямолинейных участков, устанавливаются на расстоянии одного, двух или трех пролетов от угла, а между ними устраиваются свободно-подвижные опоры.

При прокладке систем трубопроводов с различными типами компенсаторов расположение оси вылета компенсаторов предусматриваются выше оси трубопровода.

Конструкция хомутов обеспечивает плотное облежание тела трубы и равномерное постоянное натяжение по всему периметру трубопровода в процессе всего срока его эксплуатации. Высота от уровня земли до низа трубы принимается не менее 0,5 м и не более 4,5 м.

В конструкцию компенсатора входят четыре 45° -градусных отвода радиусом $5D_n$ заводского изготовления. Величина пролета составляет 24 м. Максимальное расстояние между опорами, при котором не возникает ветровой резонанс, составляет 24 м. При таком расстоянии между опорами максимально допустимая просадка опоры составляет 9 см (рисунки 3.2, 3.3).

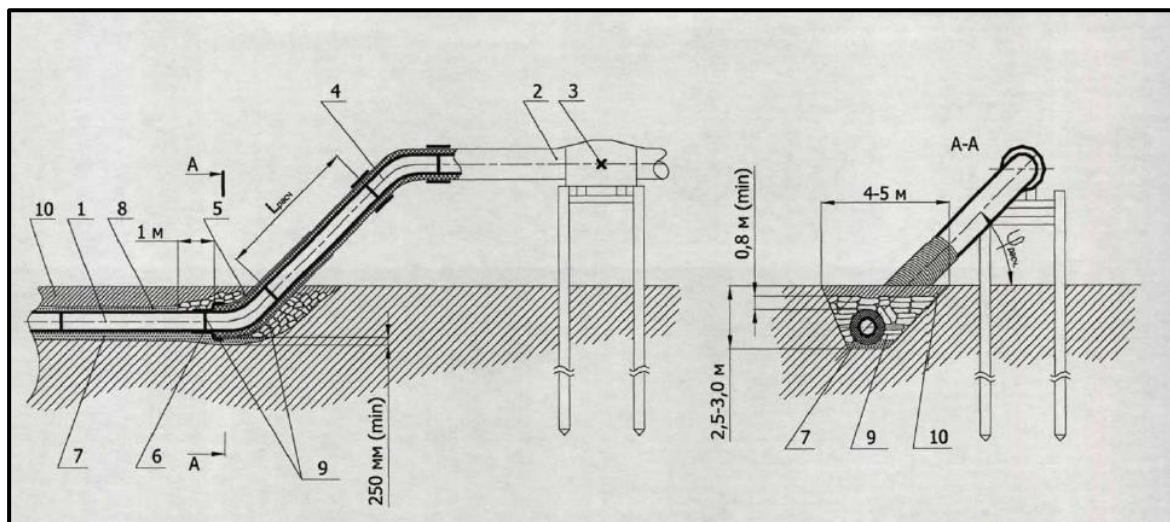


Рисунок 3.2 – Конструктивное решение перехода подземного трубопровода в надземный (и наоборот) с Z-образным концевым компенсатором в наклонной плоскости для прокладки на косогорах и в сейсмических зонах

Схема, изображенная на рисунке 3.2. включает в себя:

- 1–трубопровод подземный;
- 2–трубопровод надземный теплоизолированный;
- 3–опора неподвижная;
- 4–отвод гнутый 5d;
- 5–противокоррозионная защита (термоусаживающаяся полимерная лента);
- 6–заглушка торцевая (термоусаживающаяся полимерная муфта);
- 7–подсыпка песчаная;
- 8–присыпка песчаная;
- 9–обкладка подземной части перехода мешками с песком;
- 10–засыпка грунтовая.

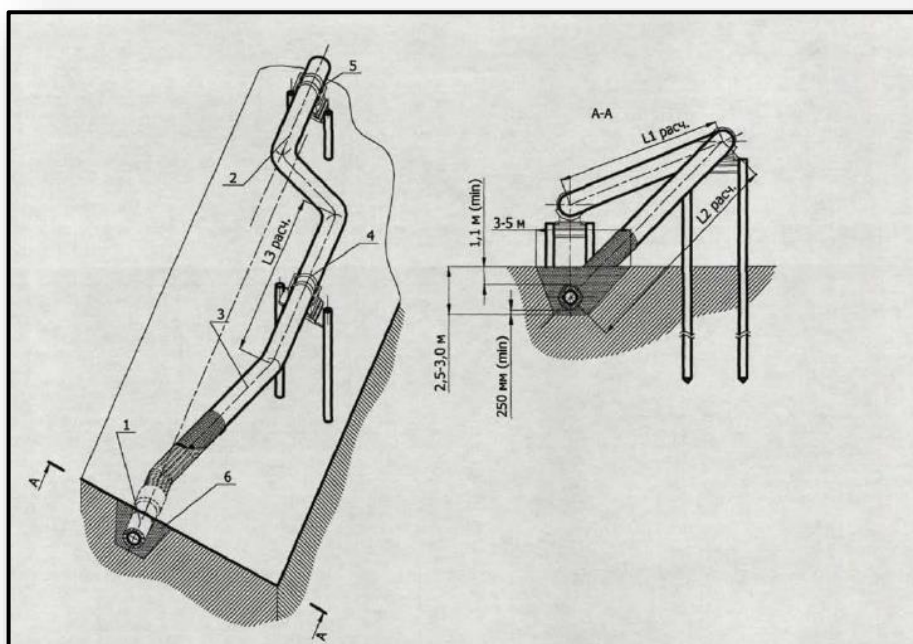


Рисунок 3.3 – Конструктивное решение перехода подземного трубопровода в надземный с устройством трапецидального пространственного компенсатора при соосной прокладке трубопроводов в горизонтальной плоскости.

Схема, изображенная на рисунке 3.2. включает в себя:

- 1 - трубопровод подземный;
- 2 - трубопровод надземный теплоизолированный;
- 3 – компенсатор трапецидальный пространственный;
- 4 - опора свободно-подвижная;
- 5 - опора продольно-подвижная;
- 6 - подсыпка, присыпка и засыпка песчаные.

3.1.2 Установка «интеллектуальных вставок»

Для определения напряжённо-деформированного состояния трубопровода в районе активных тектонических разломов устанавливаются «интеллектуальные вставки».

На активный тектонический разлом устанавливается одна «интеллектуальная вставка», место расположения «интеллектуальной вставки» совпадает с границей разлома с точностью до 20 м.

					Глава 3. Сравнение эффективности вариантов технических решений для повышения устойчивости трубопровода в сейсмически опасных зонах	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		49

Основные параметры и характеристики «интеллектуальной вставки»:

- максимальное рабочее давление $P_{\text{раб}}$ до 14 МПа;
- номинальные диаметры DN 1067 и DN 1220;
- длина интеллектуальных вставок 1,5 метра;
- напряжение источника питания должно быть 12 ± 3 В;
- сила тока потребляемого от источника питания должна быть не более 1,5 А;
- максимальная измеряемая относительная деформация тензодатчиков 3000 мкм / м (0,3 % единиц деформации).

Интеллектуальные вставки представляют собой комплект приборов, устанавливаемых в заводских условиях «на катушку» трубы для последующей врезки в нефтепровод в местах прохождения трубопровода через активные разломы.

От первичных датчиков, смонтированных на катушке, показания передаются на блок вторичных преобразователей, размещённых в блок-боксе ПКУ (пункта контроля и управления). Для передачи информации в ТДП (территориальный диспетчерский пункт) на АРМ (автоматизированное место рабочего) системы контроля за сейсмическими воздействиями в блок-боксе ПКУ устанавливается абонентская станция системы широкополосного радиодоступа. Кроме этого, абонентская станция обеспечивает передачу информации от охранно-пожарной сигнализации, представляет услуги телефонной связи доступа в административно-производственную сеть передачи данных. В случае неисправности каналов радиорелейной связи информация от «интеллектуальной вставки» принимается в режиме «посещения». Информация передаётся путём подключения персонального компьютера к клеммнику, поставляемого комплектно с «интеллектуальной вставкой».

Монтаж интеллектуальной вставки производится непосредственно в траншее нефтепровода. Приварка изделия осуществляется гарантийными стыками. [17]

					Глава 3. Сравнение эффективности вариантов технических решений для повышения устойчивости трубопровода в сейсмически опасных зонах	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		50

Конструктивно в состав «интеллектуальной вставки», изображенной на рисунке 3.4. входит:

1. измерительный патрубок, оборудованный комплектом привариваемых высокостабильных тензорезисторов, обеспечивающих измерение деформации в трех направлениях;
2. термодатчик с комплектом вторичных преобразователей и процессором, располагаемых подземно и обеспечивающих измерение сигналов тензорезисторов, тока и защитного потенциала электрода сравнения;
3. контрольно-измерительный пункт.[18]

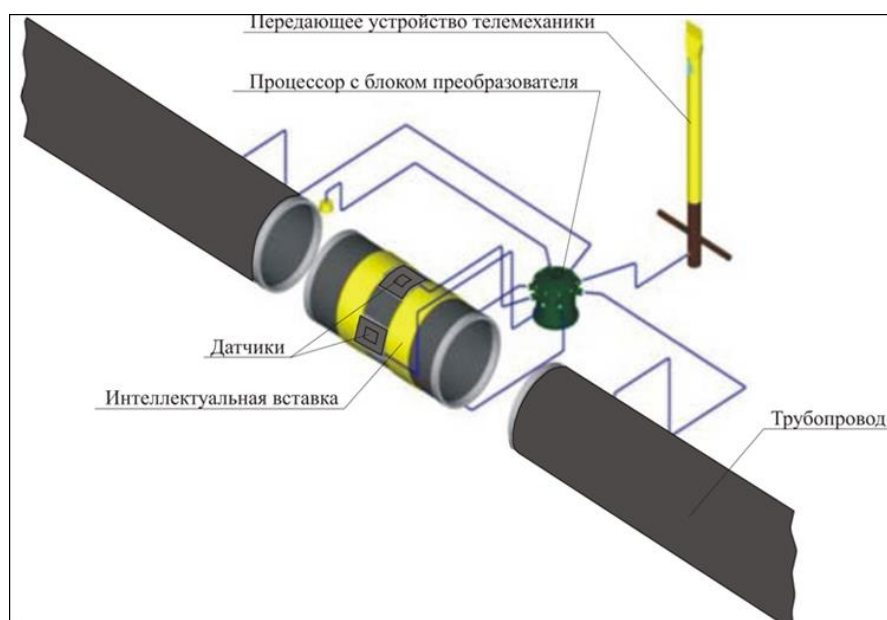


Рисунок 3.4 – Схема «интеллектуальной вставки»

3.1.3 Усиление жесткости трубы

С целью снижения нагрузки на трубопроводы в результате землетрясений для строительства трубопроводов зачастую используются

трубы с увеличенной толщиной стенок.

Однако исследования показывают, что если трубопровод выполнен из стали, обладающей более высоким пределом прочности, но более низкими пластическими свойствами, то при одной и той же величине сейсмической

волны более пластичный трубопровод менее подвержен деформации. Отсюда делается вывод о целесообразности применения высокопластичных сталей для трубопроводов, прокладываемых в сейсмических районах.

3.1.4 Применение пластичных материалов

Применение полимерных труб

Полиэтиленовые трубы имеют в 7 раз меньшую массу, чем стальные. Для их монтажа не требуется тяжелого подъемно-транспортного оборудования, стоимость строительства трубопровода их полиэтиленовых труб составляет около 75% от стоимости стальных. Они обладают большой эластичностью, высокой гладкостью, вследствие чего их пропускная способность увеличивается на 2-3%.

Что касается транспорта газового конденсата по трубопроводам из полиэтиленовых труб, то здесь следует учитывать эффект набухаемости полиэтилена. Процесс диффузии продуктов транспорта в полиэтилен, набухание полиэтилена, приводят к снижению прочности трубы.

Таким образом, основной недостаток полиэтиленовых труб – малая прочность. Поэтому их использование при строительстве не целесообразно ввиду небольших давлений (до 1,0 МПа), которые выдерживает труба.

В настоящее время во всем мире ведутся исследования по созданию пластмассовых труб, с одной стороны, химически стойких против агрессивных сред, с другой - обладающих прочностью, соизмеримой со стальными трубами.

Применение композитных труб

Наиболее перспективными, обладающими широким набором физико-механических свойств, являются материалы на основе полимеров, которые могут быть армированы высокопрочными нитями. Среди армирующих материалов особой прочностью обладают арамидные нити.

В этой области развивается несколько направлений.

Первое. Полиэтиленовые трубы, но армированные либо волокнистыми материалами - нитями из нейрита, капрона, либо армированные

					Глава 3. Сравнение эффективности вариантов технических решений для повышения устойчивости трубопровода в сейсмически опасных зонах	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		52

металлической сеткой, либо сочетание металлической армировки в виде спирали с продольными волоконными армированными нитями из хлопка, льна или синтетики. Армирование позволяет повысить несущую способность полиэтиленовых труб как минимум на порядок.

Схема композитной трубы:

1 - внутренняя термопластическая труба из полиэтилена, непроницаемая для жидкости;

2 - слой синтетического волокна для повышения стойкости к давлению;

3 - синтетическая оболочка из полиэтилена, стойкого к воздействию ультрафиолета.

Второе. Это создание многослойных (двух, трех и более слоев) пластмассовых труб, например, полиэтиленовая труба усиливается снаружи слоем стеклопластика с соответствующим промежуточным слоем, обеспечивающим их совместную работу (рисунок 3.5).

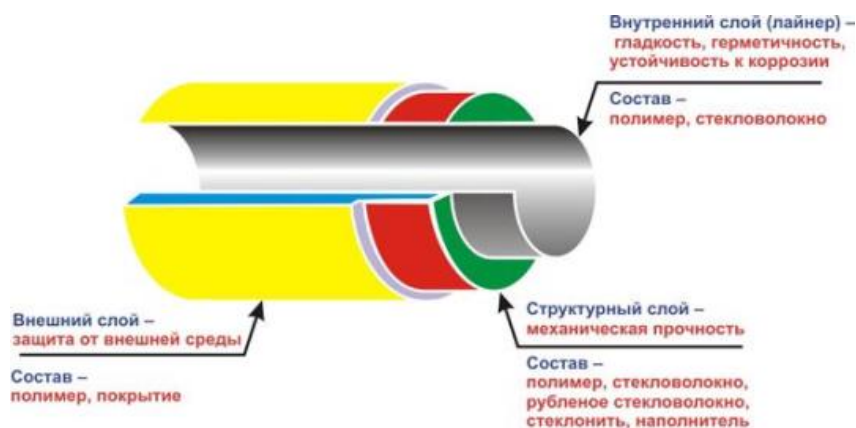


Рисунок 3.5 – Стеклопластиковые трубы

На сегодняшний день промышленностью России изготавливаются несколько типов полиэтиленовых армированных труб на высокие рабочие давления, различающихся дополнительным материалом упрочняющей навивки силовых несущих элементов каркаса, который может быть выполнен из металлической проволоки, лент или волокнистых материалов.

В зарубежной практике часто полиэтиленовые трубы применяются для газа давлением, не превышающим 1,0 МПа, а на повышенные давления -

					Глава 3. Сравнение эффективности вариантов технических решений для повышения устойчивости трубопровода в сейсмически опасных зонах	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		53

трубы из композитных, ионных материалов: армированные, футерованные или стеклопластиковые.

Однако, в настоящее время практическое применение композитные трубы начинают находить только в промышленном строительстве. Трубы больших диаметров (250, 280, 315, 355, 400 мм и т.д.) могут использоваться только при наличии специального разрешения Ростехнадзора России. Наиболее распространенными диаметрами труб, выпуск которых освоен многими отечественными заводами, являются 32, 63, 110, 160 и 225 мм. В магистральном строительстве подобные разработки в настоящее время не применяются. [19]

3.1.5 Увеличение степеней перемещения трубопровода

Устройство траншеи трубопровода с пологими откосами

В ряде работ для повышения сейсмостойкости подземных трубопроводов рекомендуется формировать саму траншею, особенно на наиболее опасных участках, таким образом, чтобы обеспечить возможность смещения трубопровода без его значительных деформаций и разрушений в случае землетрясений.

Расчеты показывают, что трубопроводы диаметром 1220 мм с толщиной стенки порядка 11,5 мм при подземной прокладке при толщине слоя засыпки до 90 см могут выдержать смещение грунта по линии разлома до 3 м, если будет обеспечено смещение трубопровода с малым сопротивлением по обе стороны сброса на участках около 50 м.

Траншея трубопровода в опасных сейсмических зонах и в местах переходов через тектонические разломы отличается от стандартной траншеи по форме, размеру и материалу засыпки. Благодаря этому обеспечивается движение трубопровода в траншее, что предотвращает его повреждение во время землетрясения.

					Глава 3. Сравнение эффективности вариантов технических решений для повышения устойчивости трубопровода в сейсмически опасных зонах	Лист
						54
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Для обоснования технических решений подземной прокладки трубопровода на участках с высокой сейсмичностью необходимо учитывать следующие особые сейсмические воздействия:

1. Продольные сейсмические волны:

- сейсмическое ускорение, определяемое по данным сейсмического районирования и микрорайонирования;
- преобладающий период сейсмических колебаний грунтового массива, определяемый при изысканиях;
- скорость распространения продольной сейсмической волны вдоль продольной оси трубопровода в грунтовом массиве и коэффициент заземления трубопровода в грунте;

2. Активные тектонические разломы.

Таким образом, для подземных участков трубопровода, находящихся в районах сейсмичностью более 8 баллов принимаются следующие условия:

- поперечное сечение траншеи устраивается с пологими откосами 1:1,5, засыпка производится крупнозернистым песком (СП 36.13330.2012
- заглубление трубопровода принимается минимально-допустимым;
- участки трубопровода в пределах предлагаемых конструктивных решений принимаются не менее I категории;
- предлагаемое конструктивное решение осуществляется в сейсмически опасных зонах и на прилегающих участках протяженностью 70 м по обе стороны от границ участка.

При прокладке трубопровода в скальных, гравийно-галечниковых и щебенистых грунтах предусматривается устройство подсыпки из мягкого грунта с увеличенной толщиной не менее 20 см (по СП 36.13330.2012) предусматривается толщина 10 см). В качестве мягкого грунта подсыпки принимается песок крупный, средней крупности, мелкий или пылеватый по ГОСТ 25100-95. В скальных и полускальных грунтах мягкий грунт получают путем просеивания песчаного грунта, добываемого в карьере или грунта из отвала траншеи пропуском через механические сита с ячейками размером 2х2

					Глава 3. Сравнение эффективности вариантов технических решений для повышения устойчивости трубопровода в сейсмически опасных зонах	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		55

мм. Предварительно перед укладкой трубопровода дно траншеи должно быть подготовлено: выровнено в соответствии с продольным проектным профилем траншеи, освобождено от каменистых и других твердых включений более 30 мм в поперечнике.

В скальных и полускальных грунтах для защиты изоляционного покрытия применяется присыпка (обсыпка) уложенного трубопровода мягким грунтом на толщину 20 см. [20] Минимальное заглубление в скальных грунтах принимается 0,6 м, в полускальных грунтах - 1,0 м (рисунок 3.6.).

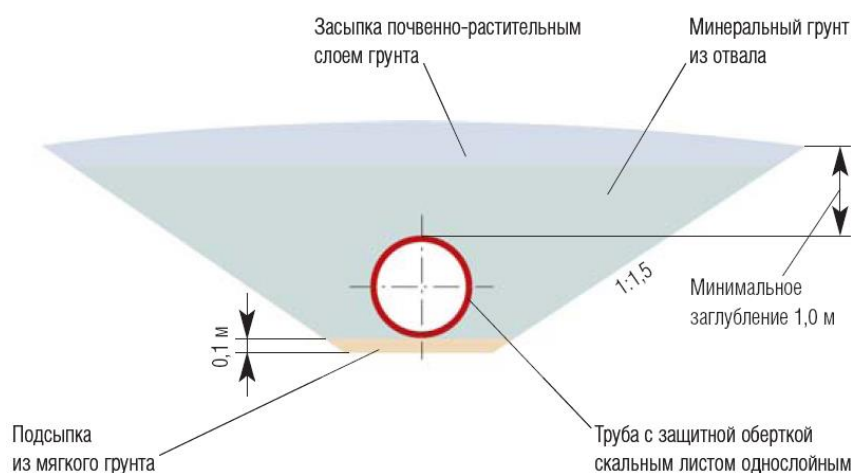


Рисунок 3.6 – Прокладка в траншее в скальных и полускальных грунтах при сейсмичности более 8 баллов

Устройство грунтового основания

С целью обеспечения сейсмостойкости трубопровода при его прокладке в ЗСР может быть использовано устройство грунтового основания с различными свойствами по длине трубопровода (рисунок 3.7).

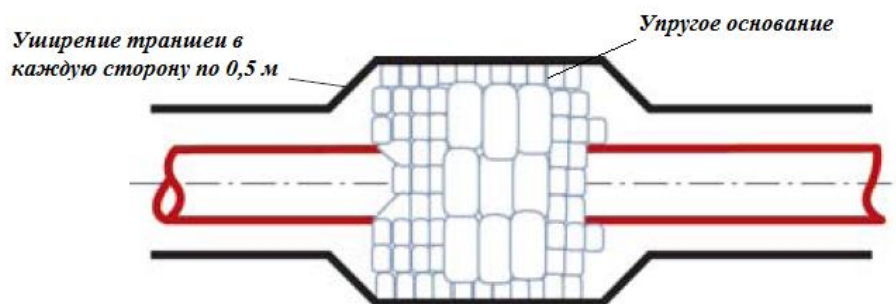


Рисунок 3.7 Устройство грунтового основания трубопровода

					Глава 3. Сравнение эффективности вариантов технических решений для повышения устойчивости трубопровода в сейсмически опасных зонах	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		56

Трубопровод проложен на грунтовом основании, смежные участки которого характеризуются резким изменением свойств грунта. Таким основанием может быть, например, основание на переходе через тектонический разлом и в ЗСР. Между такими участками выполняют промежуточный участок с относительным коэффициентом упругого основания.

Наличие промежуточного участка позволяет снизить напряжения в трубопроводе до допустимых значений на границе раздела участков при естественном залегании под действием поперечной сейсмической волны, что обеспечивает повышение сейсмостойкости трубопровода.

Указанное изобретение было внедрено при строительстве второй нитки перехода газопровода Сахалин - Комсомольск-на-Амуре через пролив Невельского, а также в проектные решения по строительству нефте- и газопроводов от морского месторождения Аркутун-Даги до береговых сооружений.

Устройство демпфирующей обкладки

Для обеспечения возможности смещения трубопровода без его значительных деформаций и разрушений в случае землетрясений может быть рассмотрено устройство так называемой демпфирующей обкладки трубопровода. Кроме того, в ЗСР зачастую возникают проблемы, связанные с промерзанием, пересечением разломов, что требует размещения вокруг трубопровода рыхлого водонепроницаемого материала или применения системы теплоизоляции.

Необходимый для размещения вокруг трубопровода материал должен удовлетворять следующим требованиям:

- быть однородным, водонепроницаемым и изотропным;
- обладать высоким пределом эластичности по сравнению с низким пределом пластичности;
- легко монтироваться во время строительства;

					Глава 3. Сравнение эффективности вариантов технических решений для повышения устойчивости трубопровода в сейсмически опасных зонах	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		57

- предполагаемый срок службы не менее 30 лет.

Существует несколько конфигураций траншей, используемых при пересечении тектонического разлома.

Траншея с изолирующим приспособлением

В данном типе траншеи в качестве изолирующего приспособления предлагается использование полистирола и подобных ему материалов. Полистирол устанавливается между верхним уровнем трубопровода и уровнем грунта для поддержания грунта вокруг трубопровода в оттаявшем состоянии, чтобы предотвратить промерзание (рисунок 3.8).

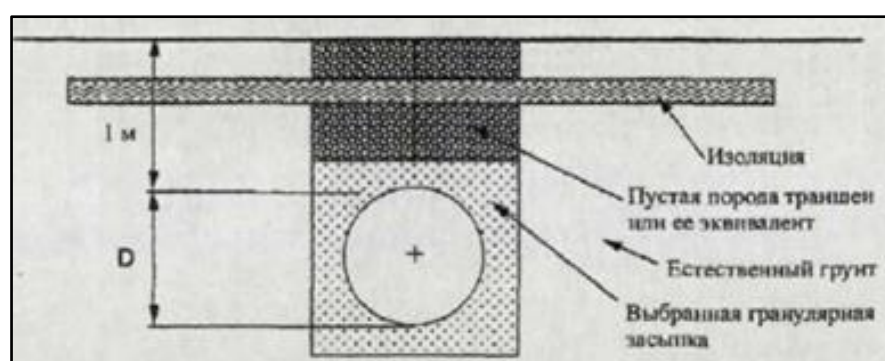


Рисунок 3.8 – Конфигурация траншеи с изолирующим приспособлением

Однако, для этой конфигурации необходима значительная ширина (более 11 м над траншеей трубопровода), она требует:

- специальную установку при работах на стройплощадке, так как необходимо устанавливать изолирующее приспособление под уклоном для стока дождевых осадков;
- установку дополнительных стоков воды с каждой стороны изолирующего приспособления;
- защиту зоны пересечения разлома с помощью ограждения чтоб избежать потоков движения над траншеей.

Кроме того, в случае замерзания слоя засыпки естественным грунтом изолирующего приспособления, то этот слой может стать похожим на бетонную плиту, и трубопровод не сможет поднять ее. В качестве альтернативы можно рассмотреть засыпку камнем изолирующего

приспособления, но основной проблемой здесь после выпадения снега и наступления морозов является получение агломерата, подобного бетонной плите.

Траншея с водонепроницаемой оболочкой

Данная конфигурация траншеи позволяет иметь незамерзающие участки засыпки. После вскрытия траншеи на трех ее сторонах устанавливается водонепроницаемый геомембранный слой. Сыпучий материал толщиной 0,2 м укладывается на дно над геомембранным слоем. Затем на сыпучий слой укладывается трубопровод и осуществляется его засыпка. Засыпка прекращается на 0,3 м от уровня грунта, кладется водонепроницаемый геомембранный лист и приваривается с помощью нагревания к каждой стороне первого слоя, чтобы получить водонепроницаемую оболочку вокруг засыпки. Представленный материал более гибкий, также присутствует адаптируемость к значительным деформациям, стойкость к вдавливанию и стойкость к рыхлению (рисунок 3.9).

Однако следует отметить, что засыпка должна быть сухой до тех пор, пока верхняя мембрана не будет положена и приварена по сторонам этой мембраны. Следовательно, никакие работы невозможны в дождливые дни. Более того, нет гарантии, что герметичность геомембраны будет обеспечена в течение срока службы трубопровода, техническое обслуживание также связано с трудностями.

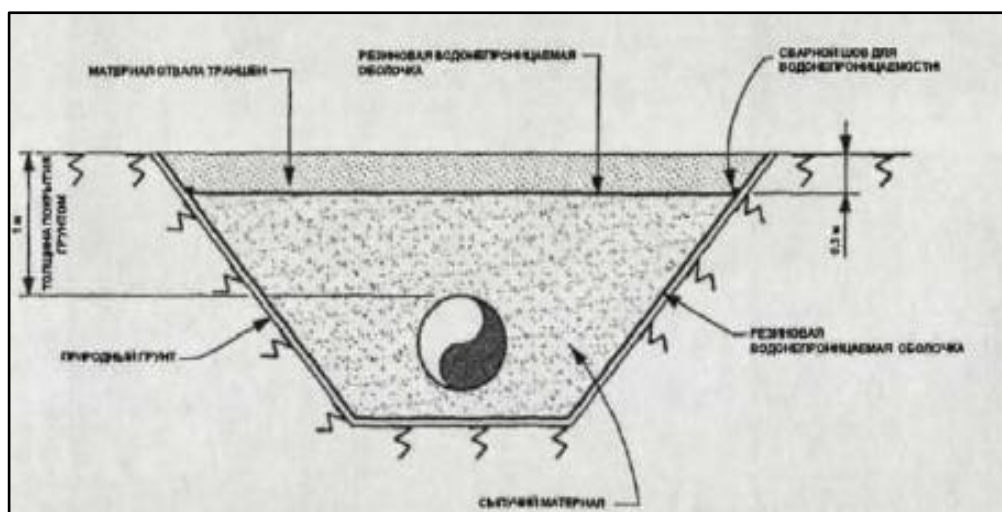


Рисунок 3.9 – Конфигурация траншеи с водонепроницаемой оболочкой

					Глава 3. Сравнение эффективности вариантов технических решений для повышения устойчивости трубопровода в сейсмически опасных зонах	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		59

Подобный способ защиты от сейсмически нагрузок применяется при строительстве трубопровода в рамках проекта Сахалин II/ Фаза II. Данное решение представляет собой герметизацию путем обертывания траншеи геомембранами и сварки их между собой для обеспечения сухих условий внутри траншеи. Дренажный композит МакДрейн 2L размещается до гидроизоляционной геомембраны с целью рассеивания давления воды на стенки траншеи и отвода воды в дренаж расположенный на дне траншеи. Дренажная основа изготавливается из полипропиленовой нити. В зависимости от типа материала полипропиленовая нить может быть различной толщины и массы. При необходимости одну сторону можно заламинировать водонепроницаемой пленкой, что придаст геокомпозитам особые характеристики по водонепроницаемости. [21]

Траншея с блоками из полистирола

Эта конфигурация траншеи состоит в закладке полистироловых блоков вокруг трубопровода. Сверху материала из полистирола производится засыпка камнем, чтобы уравновесить плавучесть в случае подъема уровня воды. В данном случае должны быть установлены стоки воды по профилю пересекаемой зоны (рисунок 3.10).

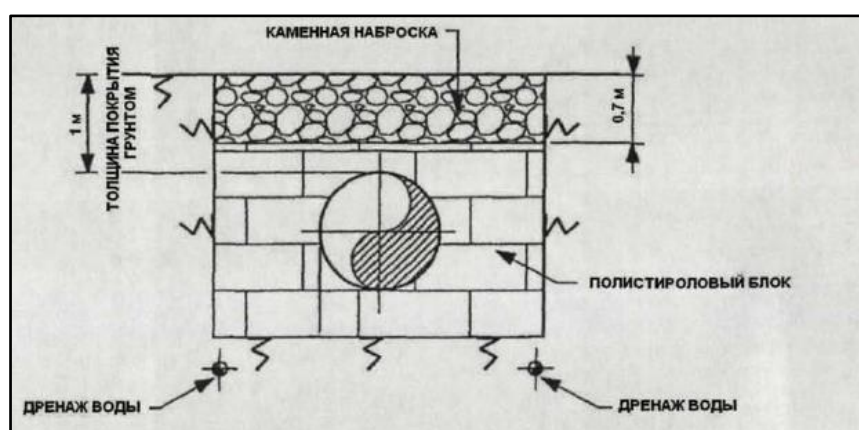


Рисунок 3.10 – Конфигурация траншеи с блоками из полистирола

Преимуществами является то, что этот материал амортизирует боковые напряжения, возникающие при сдвигах при землетрясении. Он химически

устойчив и не абсорбирует влагу. Но, тем не менее, в материале возникают высокие напряжения при сжатии, а также расход материала слишком велик. Также может использоваться аналогичная схема траншеи с резиновыми мешками, заполненными шариками из полистирола.

Траншея с полипропиленовыми сотопластами

Здесь в качестве замещающего материала используются полипропиленовые соты, устанавливаемые вокруг трубопровода. Для защиты трубопровода на дне траншеи укладывается слой полистирола (рисунок 3.11).

Полипропиленовые соты должны снабжаться водонепроницаемой пленкой, чтобы не допустить попадания воды внутрь.

Для защиты водонепроницаемой пленки вокруг сотовых блоков должен помещаться слой геотекстиля. Трубопровод покрывается пластом полистирола, который засыпается камнем, чтобы уравновесить плавучесть в случае повышения уровня воды. Данный сотовый материал компенсирует допустимые продольные деформации при принятых смещениях при разломе и хорошо выдерживает химические воздействия.

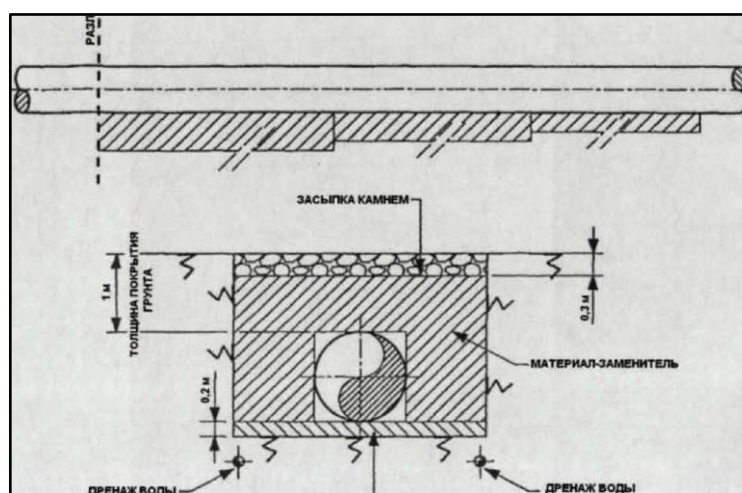


Рисунок 3.11 – Конфигурация траншеи с полипропиленовыми сотопластами

Основным недостатком является неопределенность в части водонепроницаемости сотовых блоков в течение срока службы установки.

					Глава 3. Сравнение эффективности вариантов технических решений для повышения устойчивости трубопровода в сейсмически опасных зонах	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		61

Более того, в случае сильного землетрясения полипропиленовые соты становятся непригодными для дальнейшего использования и должны быть заменены, что приведет к дополнительным расходам при техническом обслуживании.

3.2. Выбор технического решения, обеспечивающего сейсмическую устойчивость трубопровода

Для выбора технического решения, необходимо провести сравнение между рассмотренными методами защиты трубопровода согласно таблице А.1.(Приложение А)

Таким образом, в зависимости от условий сооружения трубопровода и необходимых характеристик его защиты, можно выбрать какой-либо метод. При сравнении рассматриваемых методов, повышающих устойчивость подземного трубопровода к сейсмическим воздействиям, наиболее эффективным является устройство специальной демпфирующей обкладки, а для абсолютного контроля НДС трубопровода - использование «интеллектуальной вставки».

					Глава 3. Сравнение эффективности вариантов технических решений для повышения устойчивости трубопровода в сейсмически опасных зонах	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		62

Глава 4. Расчет нефтепровода на прочность, устойчивость и сейсмостойкость

4.1 Характеристика объекта строительства

Участок трубопровода, пересекающий территорию Байкальской рифтовой зоны с сейсмической активностью до 9 баллов. Давление 10 МПа. В качестве материала для расчета конструкции трубопровода принята сталь конструкционная низколегированная для сварных конструкций 17Г1С класса прочности К60, применяющаяся для различных деталей и элементов сварных металлоконструкций, работающих при температуре от -70 до +425°С под давлением, со следующими исходными данными:

- предел текучести $\sigma_T = 370$ МПа;
- предел прочности $\sigma_{вр} = 520$ МПа;
- модуль упругости $E = 206000$ МПа;
- коэффициент Пуассона $\mu = 0,3$.

При расчете сопротивления растяжению (сжатию) металла труб и сварных соединений R_1^H и R_2^H следует принимать равными соответственно минимальным значениям временного сопротивления и предела текучести, принимаемым по государственным стандартам и техническим условиям на трубы: $R_1^H = \sigma_{вр} = 520$ МПа, $R_2^H = \sigma_m = 370$ МПа.

4.2 Расчет толщины стенки подземного нефтепровода

Расчет толщины стенки газопровода ведется по методике, отраженной в разделе 8.22 СП 36.13330.2012

Расчетные сопротивления растяжению (сжатию) R_1 и R_2 следует определять по формулам, МПа

					<i>«Анализ современных технологий сооружения магистральных трубопроводов»</i>			
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата				
Разраб.		Новиков С.Д.			Глава 4. Расчет нефтепровода на прочность, устойчивость и сейсмостойкость	Лит.	Лист	Листов
Руковод.		Антропова Н.А.					63	157
Консульт.						НИ ТПУ гр.2БМ6Б		
Рук-ль ООП		Бурков П.В.						

$$R_1 = \frac{R_1^H \cdot m}{k_1 \cdot k_H}, \quad (4.1)$$

$$R_2 = \frac{R_2^H \cdot m}{k_2 \cdot k_H}. \quad (4.2)$$

где $R_1^H = \sigma_{ep}$ – нормативное сопротивление растяжению металла трубы, МПа;

$R_2^H = \sigma_m$ – нормативное сопротивление сжатию металла трубы, МПа;

m – коэффициент условий работы трубопровода при расчете его на прочность, устойчивость и деформативность, принимаемый по табл. 4.2;

k_1, k_2 – коэффициенты надежности по материалу, принимаемые соответственно по табл. 4.3 и 4.4;

k_H – коэффициент надежности по назначению трубопровода, принимаемый по табл. 4.5.

Категории трубопроводов следует принимать по табл. 4.1.

Таблица 4.1

Назначение трубопровода	Категория трубопровода при прокладке	
	подземной	наземной и надземной
1	2	3
Для транспортирования природного газа:		
а) диаметром менее 1200 мм	IV	III
б) диаметром 1200 мм и более	III	III
в) в северной строительно-климатической зоне	III	III
Для транспортирования нефти и нефтепродуктов:		
а) диаметром менее 700 мм	IV	III
б) диаметром 700 мм и более	III	III
в) в северной строительно-климатической зоне	III	III

Примечание: Особенностью прокладки трубопроводов в сейсмических районах является то, что участки трубопроводов относятся к I и высшей (B) категориям.

Магистральные трубопроводы и их участки подразделяются на категории, требования к которым в зависимости от условий работы, объема неразрушающего контроля сварных соединений и величины испытательного давления приведены в табл. 4.2.

Таблица 4.2

Категория трубопровода и его участка	Коэффициент условий работы трубопровода m	Количество монтажных сварных соединений, подлежащих контролю физическими методами, % от общего количества	Величина давления при испытании и продолжительность испытания трубопровода
V	0,6	Принимается по СНиП III-42-80	
I	0,75		
II	0,75		
III	0,9		
IV	0,9		

Принимаем значение коэффициента $m = 0,75$. Значения остальных коэффициентов k_1 , k_2 и k_n принимаем по табл. 4.3, 4.4 и 4.5 соответственно.

Таблица 4.3

Характеристика труб, деталей	Коэффициент надежности по материалу k_1
1. Сварные из стали контролируемой прокатки и термически упрочненные трубы, изготовленные	1,34

<p>двухсторонней электродуговой сваркой под флюсом по сплошному технологическому шву, с минусовым допуском по толщине стенки не более 5 % и подвергнутые 100% автоматическому контролю на сплошность металла и сварных соединений. Штампованные и штампосварные детали, переходные кольца (термически упрочненные); отводы гнутые и переходные кольца из труб с $k_1 = 1,34$ (термическая обработка не обязательна)</p>	
<p>2. Сварные, изготовленные двухсторонней электродуговой сваркой под флюсом и подвергнутые 100 % автоматическому контролю сварных соединений неразрушающими методами. Бесшовные из непрерывнолитой заготовки или из слитка, подвергнутые 100 % автоматическому контролю. Штампованные и штампосварные детали, переходные кольца (нормализованные); отводы гнутые из труб с $k_1 = 1,40$ (термическая обработка не обязательна); сварные тройники, сварные переходы из вальцованных обечаек (термически упрочненные)</p>	<p>1,40</p>
<p>3. Сварные, изготовленные электроконтактной сваркой токами высокой частоты, сварные соединения которых термически обработаны и подвергнуты 100% контролю неразрушающими методами. Штампованные и штампосварные детали (с высоким отпуском); отводы гнутые из труб с $k_1 = 1,47$; сварные тройники, сварные переходы из вальцованных обечаек (нормализованные)</p>	<p>1,47</p>
<p>4. Прочие бесшовные или электросварные. Отводы гнутые из труб с $k_1 = 1,55$ (термическая обработка не обязательна); сварные тройники, сварные переходы из вальцованных обечаек (с высоким отпуском)</p>	<p>1,55</p>

Таблица 4.4

Характеристика труб	Значение коэффициента надежности по материалу k_2
Бесшовные из малоуглеродистых сталей	1,10
Сварные из стали с отношением $R_2^H / R_1^H \leq 0,8$	1,15
Сварные из стали с отношением $R_2^H / R_1^H > 0,8$	1,20

Таблица 4.5

Номинальный диаметр трубопровода	Значение коэффициента надежности по ответственности трубопровода k_H			
	для газопроводов в зависимости от внутреннего давления p			для нефтепроводов и нефтепродуктопроводов
	$p \leq 5,4$ МПа	$5,4 < p \leq 7,4$ МПа	$7,4 < p \leq 9,8$ МПа	
500 и менее	1,00	1,00	1,00	1,00
600-1000	1,00	1,00	1,05	1,00
1200	1,05	1,05	1,10	1,05
1400	1,05	1,10	1,15	-

Принимаем $k_1 = 1,40$, $k_2 = 1,15$ и $k_H = 1$.

Таким образом, расчетное сопротивление металла труб:

$$R_1 = \frac{R_1^H \cdot m}{k_1 \cdot k_H} = \frac{520 \cdot 0,75}{1,4 \cdot 1,05} = 265,306 \text{ МПа},$$

$$R_2 = \frac{R_2^H \cdot m}{k_2 \cdot k_H} = \frac{370 \cdot 0,75}{1,15 \cdot 1,05} = 229,814 \text{ МПа}.$$

Расчетную толщину стенки трубопровода δ , следует определять по формуле, м:

$$\delta = \frac{npD_H}{2(R_1 + np)}, \quad (4.3)$$

Определим минимально необходимую толщину стенки трубопровода по формуле (4.3):

$$\delta = \frac{1,15 \cdot 10 \cdot 1020}{2 \cdot (265,306 + 1,1 \cdot 10)} = 20,219 \text{ мм.}$$

Принимаем предварительное значение толщины стенки проектируемого трубопровода по сортаменту $\delta_{ном} = 21$ мм.

Внутренний диаметр трубопровода:

$$D_{вн} = D_n - 2 \cdot \delta, \quad (4.4)$$

$$D_{вн} = 1020 - 2 \cdot 21 = 978 \text{ мм.}$$

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

$$\delta = \frac{npD_n}{2(R_1\psi_1 + np)}, \quad (4.5)$$

где n – коэффициент надежности по нагрузке – внутреннему рабочему давлению в трубопроводе, принимаемый по табл. 13* СП 36.13330.2012*, $n = 1,15$;

p – рабочее (нормативное) давление, МПа;

D_n – наружный диаметр трубы, м;

ψ_1 – коэффициент, учитывающий двухосное напряженное состояние труб. $\psi_1 = 1$ при продольных осевых напряжениях $\sigma_{npN} > 0$. При $\sigma_{npN} < 0$ определяется по формуле:

$$\psi_1 = \sqrt{1 - 0,75 \left(\frac{\sigma_{npN}}{R_1} \right)^2} - 0,5 \frac{\sigma_{npN}}{R_1}, \quad (4.6)$$

где σ_{npN} – продольное осевое сжимающее напряжение, МПа.

Продольные осевые напряжения σ_{npN} определяются от расчетных нагрузок и воздействий с учетом упругопластической работы металла.

В частности, для прямолинейных и упруго-изогнутых участков подземных трубопроводов при отсутствии продольных и поперечных перемещений, просадок и пучения грунта продольные осевые напряжения

определяются по формуле:

$$\sigma_{npN} = -\alpha \cdot E \cdot \Delta t + \mu \cdot \frac{n \cdot p \cdot D_{вн}}{2 \cdot \delta_n}, \quad (4.7)$$

где α – коэффициент линейного расширения металла трубы, $1/^\circ\text{C}$,
 $\alpha = 1,14 \cdot 10^{-5} 1/^\circ\text{C}$;

E – переменный параметр упругости (модуль Юнга), $E = 206000$ МПа;

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

n – коэффициент надежности по нагрузке – внутреннему рабочему давлению в трубопроводе, принимаемый по табл. 13* СП 36.13330.2012 $n = 1,15$;

μ – переменный коэффициент поперечной деформации стали (коэффициент Пуассона), $\mu = 0,3$.

Расчетный температурный перепад определяется по формуле:

$$\Delta t = t_{\text{г}} - t_{\text{ф}}, \quad (4.8)$$

где $t_{\text{г}}$ – максимальная (или минимальная) возможная температура стенок трубы в процессе эксплуатации, $^\circ\text{C}$;

$t_{\text{ф}}$ – наименьшая (t^x) или наибольшая (t^m) температура фиксации расчетной схемы трубопровода (температура укладки), $^\circ\text{C}$.

$$t^x = t_H^x - 6^\circ\text{C};$$

$$t^m = t_H^m + 3^\circ\text{C},$$

По СП 36.13330.2012* находим для района прокладки трубопровода нормативные значения температуры воздуха в холодное и теплое время года:

$$t^x = -35^\circ\text{C};$$

$$t^m = 20^\circ\text{C},$$

и, соответственно, расчетные:

$$t^x = -35 - 6 = -41^\circ\text{C};$$

$$t^m = 20 + 3 = 23^\circ\text{C}.$$

Температурный перепад при замыкании в холодное время года:

$$\Delta t = 20 - (-41) = 61^\circ\text{C}.$$

Температурный перепад при замыкании в теплое время года:

$$\Delta t = 20 - 23 = -3^{\circ} \text{C}.$$

В качестве расчетного температурного перепада принимаем наибольшее значение $\Delta t = 61^{\circ} \text{C}$.

Рассчитаем продольное осевое сжимающее напряжение:

$$\sigma_{npN} = -\alpha \cdot E \cdot \Delta t + \mu \cdot \frac{n \cdot p \cdot D_{вн}}{2 \cdot \delta_n} = -1,2 \cdot 10^{-5} \cdot 2,06 \cdot 10^5 \cdot 61 + 0,3 \cdot \frac{1,15 \cdot 10 \cdot 964}{2 \cdot 21} = -70,95 \text{ МПа}.$$

Так как для $\sigma_{npN} > 0$ $\psi_1 = 1$ и данный случай уже рассчитан, то рассчитаем значение коэффициента двухосного напряженного состояния для $\sigma_{npN} < 0$:

$$\psi_1 = \sqrt{1 - 0,75 \left(\frac{\sigma_{npN}}{R_1} \right)^2} - 0,5 \frac{\sigma_{npN}}{R_1} = \sqrt{1 - 0,75 \left(\frac{-70,95}{278,571} \right)^2} - 0,5 \left(\frac{-70,95}{278,571} \right) = 0,848.$$

Для данного значения коэффициента, рассчитаем толщину стенки:

$$\delta = \frac{npD_n}{2(R_1\psi_1 + np)} = \frac{1,15 \cdot 10 \cdot 1020}{2 \cdot (265,306 \cdot 0,848 + 1,1 \cdot 10)} = 23,674 \text{ мм}.$$

Окончательно, принимаем $\delta = 24$ мм.

4.3 Проверка прочности и устойчивости трубопровода

Проверка прочности подземных трубопроводов ведется согласно п. 8.23 СП 36.13330.2012*.

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

$$|\sigma_{npN}| \leq \psi_2 R_1, \quad (4.10)$$

где σ_{npN} - продольное осевое сжимающее напряжение, МПа;

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

					Глава 4. Расчет нефтепровода на прочность, устойчивость и сейсмостойкость	Лист
						70
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

$$\psi_2 = \sqrt{1 - 0,75 \left(\frac{\sigma_{кц}}{R_1} \right)^2} - 0,5 \frac{\sigma_{кц}}{R_1}, \quad (4.11)$$

где R_1 – расчетное сопротивление растяжению, МПа;

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

$$\sigma_{кц} = \frac{n \cdot p \cdot D_{вн}}{2 \cdot \delta_n}, \quad (4.12)$$

где n – коэффициент надежности по нагрузке – внутреннему рабочему давлению в трубопроводе, принимаемый по табл. 13* СП 36.13330.2012, $n = 1,15$;

$\delta_{ном}$ – номинальная толщина стенки трубы, мм.

Продольные осевые напряжения определяются по формуле (4.7):

$$\sigma_{npN} = -\alpha \cdot E \cdot \Delta t + \mu \cdot \frac{n \cdot p \cdot D_{вн}}{2 \cdot \delta_n} = -70,95 \text{ МПа}.$$

Так как продольные осевые напряжения сжимающие ($\sigma_{npN} < 0$), то коэффициент, учитывающий двухосное напряженное состояние металла труб, определим, используя формулу (4.11).

$$\sigma_{кц} = \frac{1,15 \cdot 10 \cdot 964}{2 \cdot 24} = 232,875 \text{ МПа},$$

$$\psi_2 = \sqrt{1 - 0,75 \cdot \left(\frac{232,875}{278,571} \right)^2} - 0,5 \cdot \frac{232,875}{278,571} = 0,272.$$

$$\text{Получили: } |-70,95| \leq 0,272 \cdot 278,571 = 75,731 \text{ МПа}.$$

Таким образом, условие прочности выполняется.

Проверка на предотвращение недопустимых пластических деформаций подземного трубопровода.

Для предотвращения недопустимых пластических деформаций трубопровода в продольном и кольцевом направлениях проверку проводят по условиям:

$$|\sigma_{np}^n| \leq \psi_3 \frac{m}{0,9k_n} R_2^n, \quad (4.13)$$

$$\sigma_{кц}^H \leq \frac{m}{0,9k_n} R_2^H, \quad (4.14)$$

где σ_{np}^H – максимальные (фибровые) суммарные продольные напряжения в трубопроводе от нормативных нагрузок и воздействий, МПа;

ψ_3 – коэффициент, учитывающий двухосное напряженное состояние металла труб; при растягивающих продольных напряжениях ($\sigma_{np}^H \geq 0$) принимаемый равным единице, при сжимающих ($\sigma_{np}^H < 0$) – определяемый по формуле:

$$\psi_3 = \sqrt{1 - 0,75 \left(\frac{\sigma_{кц}^H}{\frac{m}{0,9k_n} R_2^H} \right)^2} - 0,5 \frac{\sigma_{кц}^H}{\frac{m}{0,9k_n} R_2^H}, \quad (4.15)$$

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

$$\sigma_{кц}^H = \frac{pD_{вн}}{2\delta_n}, \quad (4.16)$$

Значение продольного напряжения в трубопроводе от нормативных нагрузок и воздействий:

$$\sigma_{np}^H = \mu \cdot \sigma_{кц}^H - \alpha \cdot E \cdot \Delta t \pm \frac{E \cdot D_n}{2 \cdot \rho_{\min}}, \quad (4.17)$$

где ρ_{\min} – минимальный радиус упругого изгиба оси трубопровода, м

Определим кольцевые напряжения от нормативного (рабочего) давления:

$$\sigma_{кц}^H = \frac{10 \cdot 964}{2 \cdot 24} = 202,5 \text{ МПа.}$$

Определим коэффициент, учитывающий двухосное напряженное состояние металла труб:

$$\psi_3 = \sqrt{1 - 0,75 \left(\frac{202,5}{\frac{0,75}{0,9 \cdot 1} \cdot 370} \right)^2} - 0,5 \cdot \frac{202,5}{\frac{0,75}{0,9 \cdot 1} \cdot 370} = 0,65.$$

Положительное значение продольного напряжения от нормативных нагрузок и воздействий:

$$\sigma_{np(+)}^H = 0,3 \cdot 202,5 - 1,2 \cdot 10^{-5} \cdot 2,06 \cdot 10^5 \cdot 61 + \frac{2,06 \cdot 10^5 \cdot 1,020}{2 \cdot 1000} = 15,018 \text{ МПа.}$$

Отрицательное значение продольного напряжения от нормативных нагрузок и воздействий:

$$\sigma_{np}^H = 0,3 \cdot 202,5 - 1,2 \cdot 10^{-5} \cdot 2,06 \cdot 10^5 \cdot 61 - \frac{2,06 \cdot 10^5 \cdot 1,020}{2 \cdot 1000} = -195,102 \text{ МПа.}$$

Условие $|\sigma_{np}^H| \leq \psi_3 \frac{m}{0,9k_n} R_2^H$ для наименьшего отрицательного значения σ_{np}^H

выполняется:

$$|-195,102| \leq 0,65 \cdot \frac{0,75}{0,9 \cdot 1} \cdot 370 = 200,417 \text{ МПа.}$$

Условие $\sigma_{kc}^H \leq \frac{m}{0,9k_n} R_2^H$ для предотвращения недопустимых пластических деформаций также выполняется:

$$202,5 \leq \frac{0,75}{0,9 \cdot 1} \cdot 370 = 308,33 \text{ МПа.}$$

Проверка общей устойчивости трубопровода

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

$$S \leq mN_{кр} \quad (4.18)$$

где S – эквивалентное продольное осевое усилие в сечении трубопровода, МН;

$N_{кр}$ – продольное критическое усилие, при котором наступает потеря продольной устойчивости трубопровода, МН.

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 трубопровода и участков, выполненных упругим изгибом, при

					Глава 4. Расчет нефтепровода на прочность, устойчивость и сейсмостойкость	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		73

отсутствии компенсации продольных перемещений, просадок и пучения грунта эквивалентное продольное осевое усилие в сечении трубопровода определяется следующим образом:

$$S = ((0,5 - \mu) \cdot \sigma_{\text{кц}} + \alpha \cdot E \cdot \Delta t) \cdot F, \quad (4.19)$$

где $\sigma_{\text{кц}}^H$ – кольцевые напряжения от расчетного внутреннего давления,

МПа;

F – площадь поперечного сечения трубы, м^2 , определяется по формуле:

$$F = \frac{\pi}{4} \cdot (D_{\text{н}}^2 - D_{\text{вн}}^2), \quad (4.20)$$

$$F = \frac{\pi}{4} \cdot (1,02^2 - 0,972^2) = 0,075 \text{ м}^2.$$

Значение кольцевого напряжения от расчетного внутреннего давления, принимаем $\sigma_{\text{кц}}^H = 202,5 \text{ МПа}$.

$$S = ((0,5 - 0,3) \cdot 202,5 + 1,2 \cdot 10^{-5} \cdot 2,06 \cdot 10^5 \cdot 61) \cdot 0,075 = 14,358 \text{ МН}.$$

$N_{\text{кр}}$ 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.

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

$$N_{\text{кр}} = 4,09 \cdot \sqrt[4]{p_0^2 \cdot F^2 \cdot J^3 \cdot q_{\text{вн}}^4 \cdot E^5}, \quad (4.21)$$

где p_0 – сопротивление грунта продольному перемещению отрезка трубопровода единичной длины, $\text{Н} / \text{м}$;

J – осевой момент инерции поперечного сечения трубы на рассматриваемом участке, м^4 ;

q_{en} –сопротивление грунта вертикальному перемещению отрезка трубопровода единичной длины, обусловленное весом грунтовой засыпки и собственным весом трубопровода, $H / м$;

Рассчитаем продольное критическое усилие $N_{кр}$.

1. Сопротивление грунта продольным перемещениям отрезка трубопровода единичной длины, $H / м$

$$p_0 = \pi \cdot D_n \cdot \tau_{np}, \quad (4.22)$$

где τ_{np} –предельное сопротивление грунта сдвигу по контакту трубопровода с грунтом, МПа;

Предельные касательные напряжения по контакту трубопровода с грунтом,

определим по формуле:

$$\tau_{np} = p_{cp} \cdot tg\varphi_{cp} + c_{cp}, \quad (4.23)$$

где p_{cp} –среднее удельное давление грунта на единицу поверхности трубы, $H / м^2$;

φ_{cp} –угол внутреннего трения грунта, принимаем $\varphi_{cp} = 38^0$ [22];

c_{cp} –коэффициент сцепления грунта, $c_{cp} = 2кПа$ [22].

Величину p_{cp} определим по формуле:

$$p_{cp} = \frac{2 \cdot n_{cp} \cdot \gamma_{cp} \cdot D_n \cdot \left[\left(h_0 + \frac{D_n}{2} \right) + \left(h_0 + \frac{D_n}{2} \right) \cdot tg^2 \left(45^0 - \frac{\varphi_{cp}}{2} \right) \right] + q_{np}}{\pi \cdot D_n}, \quad (4.24)$$

где n_{cp} –коэффициент надежности по нагрузке от веса грунта, принимаемый по таблице 13* СП 36.13330.2012, $n_{cp} = 0,95$;

h_0 –глубина заложения трубопровода принимаем $h_0 = 0,8$ м;

γ_{cp} –удельный вес грунта, равный $14700 H / м^3$;

q_{mp} –нагрузка от собственного веса заизолированного трубопровода с перекачиваемым продуктом, $H / м$, определяемая по формуле:

$$q_{mp}^H + q_u^H + q_{np}^H, \quad (4.25)$$

где q_{mp}^H –расчетная нагрузка от массы трубы, $H / м$;

q_u^H – расчетная нагрузка от изоляции трубопровода, $H / м$;

q_{np}^H – расчетная нагрузка от веса продукта, $H / м$;

а. Нагрузка от веса трубы, $H / м$

$$q_{mp}^H = n_{ce} \cdot \rho_{cm} \cdot g \cdot \frac{\pi}{4} \cdot (D_n^2 - D_{вн}^2) \quad (4.26)$$

где n_{ce} –коэффициент надежности по нагрузке от действия массы (собственного веса) трубопровода и обустройств, принимаемый по табл. 13* СП 36.13330.2012;

ρ_{cm} –плотность стали, кг/м³;

g –ускорение свободного падения, $g = 9,8 м^2 / с$.

Принимаем $n_{ce} = 0,95$, так как при расчете трубопроводов на продольную устойчивость и устойчивость положения, а также в других случаях, когда уменьшение нагрузки ухудшает условия работы конструкции, должны приниматься те значения коэффициентов надежности по нагрузке, которые указаны в скобках.

$$q_{mp}^H = 0,95 \cdot 7850 \cdot 9,8 \cdot \frac{\pi}{4} \cdot (1,02^2 - 0,972^2) = 5485 H / м.$$

б. Нагрузка от изоляции трубопровода, $H / м$

$$q_{из} = n \cdot \gamma_{из} \cdot \frac{\pi}{4} \cdot (D_{из}^2 - D_n^2), \quad (4.27)$$

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

γ – удельный вес изоляции, равный 14700 Н/м³;

$$q_{из} = 1,2 \cdot 14700 \cdot \frac{\pi}{4} \cdot (1,028_{из}^2 - 1,02_n^2) = 108,794 \text{ Н/м}$$

с. Нагрузка от веса продукта, Н/м

$$q_{np} = 10^{-4} \cdot \rho_n \cdot g \cdot \frac{\pi \cdot D_{вн}^4}{4}, \quad (4.28)$$

где ρ_n – плотность нефти, кг/м³;

g – ускорение свободного падения, $g = 9,8 \text{ м}^2 / \text{с}$.

$$q_{np} = 10^{-4} \cdot 850 \cdot 9,8 \cdot \frac{3,14 \cdot 0,972^4}{4} = 0,583 \text{ Н / м.}$$

Таким образом, подставив значения в уравнение (4.25), нагрузка от собственного веса заизолированного трубопровода с перекачиваемым продуктом будет равна:

$$q_{mp} = 5485 + 108,794 + 0,583 = 5594,92 \text{ Н / м.}$$

Среднее удельное давление на трубопровод по формуле (4.24.):

$$P_{cp} = \frac{2 \cdot 0,95 \cdot 14700 \cdot 1,02 \cdot \left[\left(0,8 + \frac{1,02}{2}\right) + \left(0,8 + \frac{1,02}{2}\right) \cdot \text{tg}^2 \left(45^\circ - \frac{38^\circ}{2}\right) \right] + 5594,92}{3,14 \cdot 1,02} = 25193 \text{ Па.}$$

Предельные касательные напряжения находим по формуле (4.23.):

$$\tau_{np} = 25193 \cdot \text{tg} 38^\circ + 2000 = 9817,76 \text{ Па.}$$

Соппротивление грунта продольным перемещениям трубопровода определим по формуле (4.22.):

$$p_0 = 3,14 \cdot 1,02 \cdot 9817,76 = 31444,329 \text{ Па} \cdot \text{м.}$$

Соппротивление грунта поперечным вертикальным перемещениям трубопровода определим по формуле:

$$q_{вн} = n_{cp} \cdot \gamma_{cp} \cdot D_n \cdot \left(h_0 + \frac{D_n}{2} - \frac{\pi \cdot D_n}{8} \right) + q_{mp}, \quad (4.29)$$

где n_{ep} – коэффициент надежности по нагрузке от веса грунта, $n_{ep}=0,95$;

h_0 – глубина заложения трубопровода принимаем $h_0=0,8$ м;

γ_{gp} – удельный вес грунта, равный 14700 Н / м^3 ;

q_{mp} – нагрузка от собственного веса заизолированного трубопровода с перекачиваемым продуктом, Н / м

$$q_{gp} = 0,95 \cdot 14700 \cdot 1,02 \cdot \left(0,8 + \frac{1,02}{2} - \frac{\pi \cdot 1,02}{8}\right) + 5594,92 = 16506,35 \text{ Н / м}.$$

Критическое продольное усилие, при котором наступает потеря устойчивости по формуле (4.21):

$$N_{кр} = 4,09 \cdot \sqrt[11]{p_0^2 \cdot F^2 \cdot J^3 \cdot q_{gp}^4 \cdot E^5},$$

J – осевой момент инерции поперечного сечения трубы на рассматриваемом

участке, м^4 , определяется по формуле:

$$J = \frac{\pi}{64} \cdot (D_u^4 - D_{gn}^4), \quad (4.30)$$

$$J = \frac{3,14}{64} \cdot (1,02^4 - 0,972^4) = 0,009 \text{ м}^4,$$

Тогда: $N_{кр} = 4,09 \cdot \sqrt[11]{31444,329^2 \cdot 0,075^2 \cdot 0,009^3 \cdot 16506,35^4 \cdot 206000^5} = 22256 \text{ МН}.$

Условие устойчивости трубопровода (4.18)

$$14,358 \leq 0,75 \cdot 22256 = 16,69 \text{ МН выполняется.}$$

4.4 Обоснование сейсмостойкости трубопровода

Согласно [23], для линейно-протяженных конструкций балочного типа, расположенных в грунте, продольную силу, и изгибающий момент M_k при прохождении волны k -го типа следует определять по формулам (4.31) и (4.32):

$$F_k = E \cdot F \cdot \frac{V_{\max}}{\alpha_k \cdot V_k} \leq F_t, \quad (4.31)$$

					Глава 4. Расчет нефтепровода на прочность, устойчивость и сейсмостойкость	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		78

$$M_k = E \cdot J \cdot \frac{a}{(\beta_k \cdot V_k)^2}, \quad (4.32)$$

где F – площадь поперечного сечения трубы, равная $F = 0,075 \text{ м}^2$;

V_{\max} – максимальная скорость движения частиц грунта при землетрясении, м/с ;

α_k, β_k – коэффициенты, определяемые по таблице 4.6, в нашем случае тип волны – продольная;

V_k – скорость распространения волны k -то типа (тип согласно табл. 4.7, скорость по таблице 2.1);

J – момент инерции поперечного сечения, равный $0,009 \text{ м}^4$;

a – максимальное сейсмическое ускорение, м/с^2 , определяемое по данным сейсмического районирования и микрорайонирования по таблице 4.8.

Таблица 4.6.

Коэффициент	Индекс типа волны, k		
	1	2	3
α_k	1,0	2,0	1,0
β_k	1,6	1,0	1,0

Таблица 4.7

Типы учитываемых сейсмических волн

Индекс типа волны, k	Тип волны
1	Продольная
2	Поперечная
3	Волна Релея

Таблица 4.8

Сила землетрясения, баллы	7	8	9	10
Сейсмическое ускорение, м/сек ²	1,0	2,0	4,0	8,0

Максимальную скорость движения частиц грунта при землетрясении допускается определять как:

$$v_{\max} = v_0 \cdot \frac{a}{g}, \quad (4.33)$$

где v_0 – скорость в зависимости от категории грунта по сейсмическим свойствам, для грунта II категории $v_0 = 1,2$ м/с.

$$v_{\max} = 1,2 \cdot \frac{4}{9,8} = 0,489 \text{ м/с.}$$

Тогда продольная сила при прохождении сейсмической волны:

$$F_k = 206000 \cdot 0,075 \cdot \frac{0,489}{1 \cdot 1100} = 6,868 \text{ МН},$$

$$M_k = 206000 \cdot 0,009 \cdot \frac{4}{(1,6 \cdot 1100)^2} = 2,394 \text{ МН} \cdot \text{м}.$$

Значение силы, передаваемой на конструкцию за счет трения грунта следует определять как:

$$F_t = f_t \cdot \frac{\lambda_k}{4}, \quad (4.34)$$

где f_t – сила трения между конструкцией и грунтом на единицу длины;

λ_k – длина волны, определяемая по формуле:

$$\lambda_k = V_k \cdot T, \quad (4.35)$$

где T – преобладающий период сейсмических колебаний грунтового массива, $T = 7$ с

Тогда:

					Глава 4. Расчет нефтепровода на прочность, устойчивость и сейсмостойкость	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		80

$$\lambda_k = 1100 \cdot 7 = 7700 \text{ м.}$$

Вычислим силу трения между грунтом и трубопроводом, действующую на единицу длины трубопровода по формуле:

$$f_t = \frac{\pi \cdot D_n \cdot \gamma_{zp} \cdot \mu \cdot (1 \cdot k_0)}{2} \cdot h_0, \quad (4.34)$$

где γ_{zp} – удельный вес грунта, равный 14700 Н/м^3 ;

k_0 – калибровочный коэффициент, равный $0,5$;

h_0 – глубина заложения трубопровода принимаем $h_0 = 0,8 \text{ м}$;

$$f_t = \frac{3,14 \cdot 1,02 \cdot 14700 \cdot 0,3 \cdot (1 \cdot 0,5)}{2} \cdot 0,8 = 2824,87 \text{ Н/м},$$

Подставляя полученные данные в формулу (4.34), получим:

$$F_t = 2824,87 \cdot \frac{7700}{4} = 5,437 \text{ МН.}$$

Условие сейсмостойкости (4.31) для данного нефтепровода при землетрясении 9 баллов не выполняется:

$$F_k \leq F_t,$$

$$6,868 \text{ МН} \geq 5,437 \text{ МН}$$

Поэтому необходимо дополнительные меры по защите нефтепровода при сейсмичности территории от 9 баллов, при 8 он сейсмостойчив $3,44 \text{ МН} \leq 5,437 \text{ МН}$.

Глава 5. Расчет магистрального трубопровода подверженного сейсмическим воздействиям по методике «Guidelines for seismic design of buried pipelines».

5.1. Расчет продольной деформации трубопровода от условий работы

Для расчета мы выбираем нефтепровод, характеристики которого представлены в таблице 5.1. В качестве почвы выбираем преимущественные почвообразующие породы о. Сахалин (рыхлые пески, алевролиты, аргиллиты, песчаники).

Таблица 5.1. Характеристики работы трубопровода

Сталь	09Г2С
Диаметр, м	1,02
Толщина стенки, м	0,024
Давление, МПа	10
Предел текучести, МПа	370
Е, МПа	206000
Мю	0,3
Параметр Рамберга-Осгуда, n	9
Параметр Рамберга-Осгуда, r	10
T ₁ , град.	30
T ₂ , град.	-40
α, 1/град.	0,0000114

Продольное напряжение в зависимости от внутреннего давления определяется по формуле:

$$S_p = \frac{PD\mu}{2t}, \quad (5.1)$$

					«Анализ современных технологий сооружения магистральных трубопроводов»			
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата				
Разраб.		Новиков С.Д.			Глава 5. Расчет магистрального трубопровода подверженного сейсмическим воздействиям по методике «Guidelines for seismic design of buried pipelines».	Лит.	Лист	Листов
Руковод.		Антропова Н.А.					82	157
Консульт.						НИ ТПУ гр.2БМ6Б		
Рук-ль ООП		Бурков П.В.						

где S_p – продольное осевое напряжение, МПа;

D – диаметр трубы, м;

μ – коэффициент Пуассона; t – толщина стенки, м.

Для расчета продольной деформации используем формулу с учетом коэффициентов Рамберга-Осгуда:

$$\varepsilon_p = \frac{S_p}{E} \left[1 + \frac{n}{1+r} \left(\frac{S_p}{\sigma_y} \right)^r \right] \quad (5.2)$$

где ε_p – продольная деформация, %;

S_p – продольное напряжение, МПа;

E – модуль Юнга, МПа;

n, r – параметры Рамберга-Осгуда;

σ_y – предел текучести.

Продольное осевое напряжение трубы с учетом разницы температур рассчитывается по формуле:

$$S_T = E\alpha(T_2 - T_1), \quad (5.3)$$

где S_T – продольное напряжение, МПа;

α – температурный коэффициент, 1/град.;

T_2 – минимальная температура, град.;

T_1 – максимальная температура, град.

Для расчета продольной деформации в зависимости от температуры используем формулу с учетом коэффициентов Рамберга-Осгуда:

$$\varepsilon_t = \frac{S_t}{E} \left[1 + \frac{n}{1+r} \left(\frac{S_t}{\sigma_y} \right)^r \right] \quad (5.4)$$

Где ε_p – продольная деформация, %;

S_t – продольное напряжение, МПа;

E – модуль Юнга, МПа;

n, r – параметры Рамберга-Осгуда;

σ_y – предел текучести;

Таким образом, суммарная продольная деформация трубы составит:

					Глава 5. Расчет магистрального трубопровода подверженного сейсмическим воздействиям по методике «Guidelines for seismic design of buried pipelines».	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		83

$$\varepsilon = \varepsilon_p + \varepsilon_t \quad (5.5)$$

Все рассчитанные величины сведем в общую таблицу 5.2.

Таблица 5.2. Расчет продольной деформации трубопровода от условий работы

$S_p, \text{МПа}$	63,75
$\varepsilon_p, \%$	0,03
$S_t, \text{МПа}$	164,388
$\varepsilon_t, \%$	0,08
$\varepsilon, \%$	0,11

5.2. Расчет сопротивления и перемещения грунта в пространстве для иллюстрации его взаимодействия с трубой

Необходимые данные для расчета сведены в таблицу 5.3.

Таблица 5.3. Характеристики грунта

Заглубление трубопровода, м	1
Коэффициент сцепления грунта, Па	0,9964
Угол внутреннего трения грунта, град.	30
Удельный вес грунта, Н/м ³	18000
Угол трения, град.	21
Коэффициент давления грунта	0,5

1. Расчет максимального осевого сопротивления грунта:

$$t_u = \pi D c \alpha + \pi D H \gamma \left(\frac{1 + K_0}{2} \right) \tan \delta, \quad (5.6)$$

где t_u – осевое сопротивление, МПа;

D – диаметр трубы, равный 1,02 м;

c – коэффициент сцепления (coefficient of cohesion), равный 30 кПа;

α – безразмерный коэффициент сопротивления грунта (adhesion factor), равный $\alpha = 0,608 - 0,123c - \frac{0,274}{c^2+1} + \frac{0,695}{c^3+1} = 0,9964$;

γ – удельный вес грунта, 18000 Н/м³;

δ –краевой угол трения между грунтом и трубой, равный

$$\delta = f\varphi,$$

где f –коэффициент трения, равный 0,7 для трубы из стали;

φ –угол внутреннего трения грунта, $\varphi = 30^\circ$;

$$\delta = 0,7 \cdot 30^\circ = 21^\circ$$

K_0 –коэффициент давления почвы в состоянии покоя, равный $K_0 = 1 - \sin 30^\circ = 0,5$.

$$t_u = (3,14 \cdot 1,02 \cdot 30000 \cdot 0,9964) + (3,14 \cdot 1,02 \cdot 1 \cdot 18000 \cdot \left(\frac{1 + 0,5}{2}\right) \tan 21^\circ$$

$$= 112335,6 \frac{\text{Н}}{\text{м}} = 112,3 \frac{\text{кН}}{\text{м}}.$$

Максимальное значение подвижности грунта в осевом направлении равно $\Delta_t = 0,005 \text{ м}$. [24]

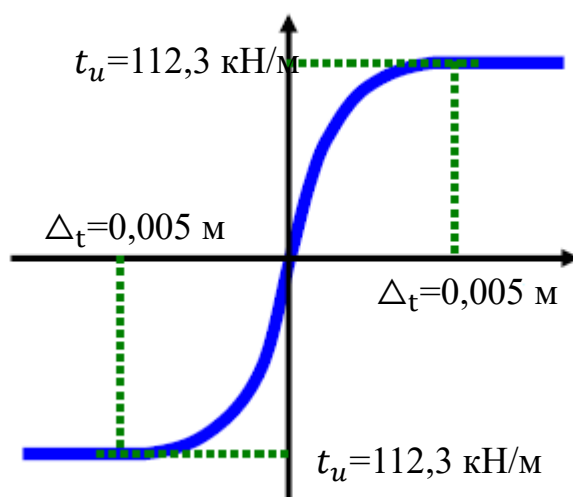


Рисунок 5.1 – Распределение t_u и Δ_t в осевом направлении

2. Расчет максимального сопротивления грунта в горизонтальном направлении.

$$P_u = N_{ch} \cdot c \cdot D + N_{qh} \cdot \gamma \cdot H \cdot D, \quad (5.7)$$

где N_{ch} –коэффициент горизонтальной несущей способности для суглинков;

N_{qh} – коэффициент горизонтальной несущей способности для песчаного грунта.

$$N_{ch} = a + bx + \frac{c}{(x+1)^2} + \frac{d}{(x+1)^3} \leq 9, \quad (5.8)$$

где $x = \frac{H}{D} = \frac{1}{1,02} = 0,98;$

$a = 6,752, b = 0,065, c = -11,063, d = 7,119$ –коэффициенты согласно таблице 5.4.

$$N_{ch} = 6,752 + 0,065 \cdot 0,98 + \frac{-11,063}{(0,98+1)^2} + \frac{7,119}{(0,98+1)^3} = 4,91.$$

$$N_{qh} = a + bx + cx^2 + dx^3 + ex^4,$$

где $x = \frac{H}{D} = \frac{1}{1,02} = 0,98;$

$a = 4,565, b = 1,234, c = -0,089, d = 4,275 \cdot 10^{-3}, e = -9,159 \cdot 10^{-5}$ –коэффициенты согласно таблице 5.4 при $\varphi = 30^0$.

$$N_{qh} = 5,7.$$

Таким образом, подставляем полученные результаты в формулу (5.7.):

$$P_u = 4,91 \cdot 30000 \cdot 1,02 + 5,7 \cdot 18000 \cdot 1 \cdot 1,02 = 253765,5 \frac{\text{Н}}{\text{м}} = 253,8 \frac{\text{Н}}{\text{м}}$$

Таблица 5.4 Коэффициенты несущей способности грунта

	f	A	B	C	D	E
N_{ch}	0	6,752	0,065	-11,063	7,119	
N_{qh}	20	2,399	0,439	-0,03	$1,059 \cdot 10^{-3}$	$-1,754 \cdot 10^{-5}$
N_{qh}	25	3,332	0,839	-0,090	$5,606 \cdot 10^{-3}$	$-1,319 \cdot 10^{-4}$
N_{qh}	30	4,565	1,234	-0,089	$4,275 \cdot 10^{-3}$	$-9,159 \cdot 10^{-5}$
N_{qh}	35	6,816	2,019	-0,146	$7,651 \cdot 10^{-3}$	$-1,683 \cdot 10^{-4}$
N_{qh}	40	10,959	1,783	0,045	$-5,425 \cdot 10^{-3}$	$-1,153 \cdot 10^{-4}$
N_{qh}	45	17,658	3,309	0,048	$-6,443 \cdot 10^{-3}$	$-1,299 \cdot 10^{-4}$

Максимальное значение перемещения грунта в горизонтальном направлении равно $\Delta_p = 0,04 \left(H + \frac{D}{2} \right) \leq 0,01D - 0,02D$ м. [24]

$$\Delta_p = 0,04 \left(1 + \frac{1,02}{2} \right) = 0,06 \text{ м}$$

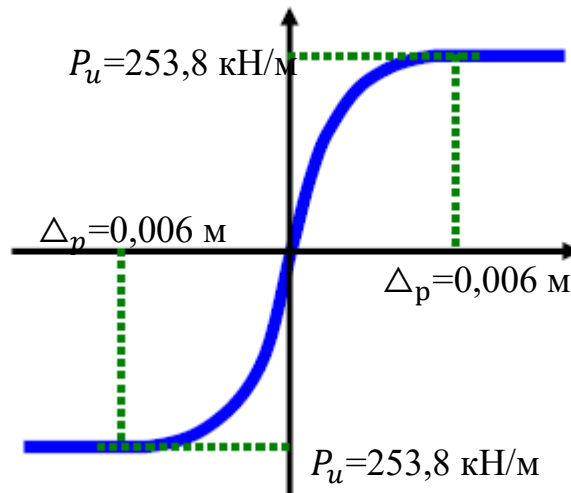


Рисунок 5.2 – Распределение t_u и Δ_t в горизонтальном направлении

3. Расчет максимального сопротивления грунта в вертикальном направлении.

Максимальное сопротивление грунта взбросу на единицу длины трубы:

$$Q_u = N_{cv} \cdot c \cdot D + N_{qv} \cdot \gamma \cdot H \cdot D, \quad (5.9)$$

где N_{cv} – фактор вертикального поднятия для суглинков, $N_{cv} = 2 \cdot \left(\frac{H}{D}\right) \leq 10$, равный 1,96;

N_{qv} – фактор вертикального поднятия для песчаного грунта, равный

$$N_{qv} = \left(\frac{\varphi H}{44D}\right) = \left(\frac{30 \cdot 1}{44 \cdot 1,02}\right) = 0,67.$$

$$Q_u = (1,96 \cdot 30000 \cdot 1,02) + (0,67 \cdot 18000 \cdot 1 \cdot 1,02) = \frac{72277H}{\text{м}} = 72,3 \frac{\text{кН}}{\text{м}}.$$

Максимальное значение перемещения грунта в вертикальном направлении равно $\Delta_p = 0,15 \cdot H = 0,15 \text{ м}$. [24]

Несущая способность грунта (bearing) рассчитывается по формуле:

$$Q_d = N_c \cdot c \cdot D + N_q \cdot \gamma \cdot H \cdot D + N_\gamma \cdot \gamma \cdot \frac{D^2}{2}, \quad (5.10)$$

где $N_c = 30$; $N_q = 18$; $N_\gamma = 18$ – коэффициенты несущей способности грунта, согласно рис. 5.3

$$Q_d = 30 \cdot 30000 \cdot 1,02 + 18 \cdot 18000 \cdot 1 \cdot 1,02 + 18 \cdot 18000 \cdot \frac{1,02^2}{2}$$

$$= 1417025 \frac{\text{Н}}{\text{м}} = 1417 \text{ кН/м},$$

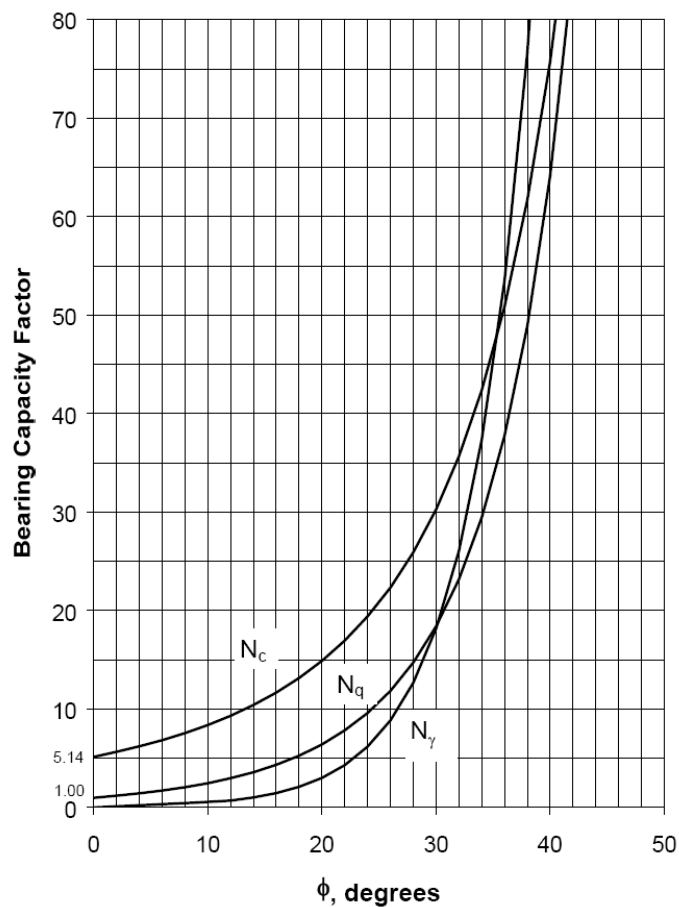


Рисунок 5.3 – Коэффициенты несущей способности

Максимальное значение перемещения грунта равно $\Delta_{qd} = 0,125 \cdot D = 0,128 \text{ м}$.

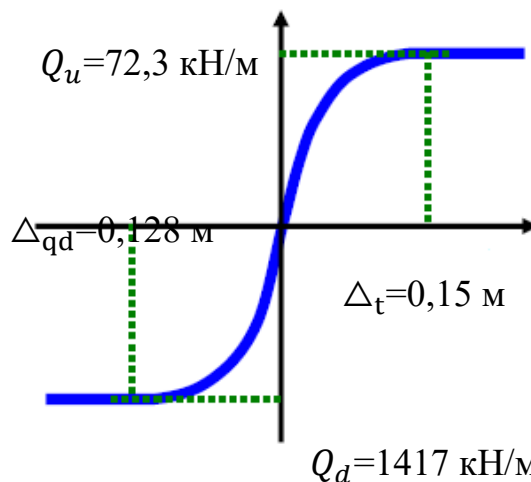


Рисунок 5.4 – Распределение t_u и Δ_t в вертикальном направлении

5.3. Оценка надежности трубопровода при сейсмических воздействиях

Рассмотри четыре ситуации:

Постоянное смещение грунта (*Permanent ground displacement - PGD*) под действием сейсмической волны.

I) ось трубопровода параллельна направлению движения грунта (Рисунок 5.5);

II) ось трубопровода расположена перпендикулярно направлению движения грунта (Рисунок 5.6);

III) переход через сейсмический разлом (Рисунок 5.7);

IV) распространение сейсмических волн.

Длина и ширина PGD зоны составляет 100 м и 40 м соответственно.

Перемещение грунта (δ^l, δ^t) 2м.

Рассмотрим ситуацию I.

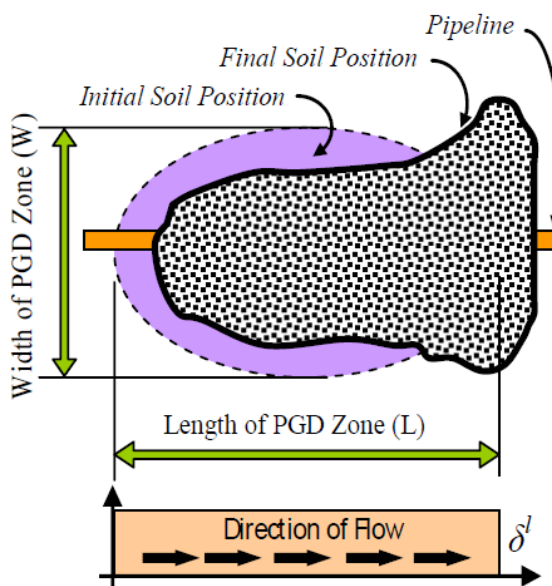


Рисунок 5.5 – Ось параллельна направлению смещения грунта

Рассчитанное перемещение грунта δ^l :

$$\delta_{design}^l = \delta^l \cdot I_p \quad (5.11)$$

где I_p – коэффициент ответственности для трубопроводов I класса (по таблице 5.5), равный 1,5.

$$\delta_{design}^l = 2 \cdot 1,5 = 3 \text{ м.}$$

Таблица 5.5 Коэффициент ответственности

Класс	Коэффициент ответственности трубопровода I_p для различных условий:			
	Распространение волны	Тектоническое нарушение, сброс	Продольная и поперечная PGD	Обвал
I	1,5	2,3	1,5	2,6
II	1,25	1,5	1,35	1,6
III	1,0	1,0	1,0	1,0
IV	сейсмические условия не определяются			

Таблица 5.6 Классификация грунтов

Класс	Тип грунта	Скорость поперечной волны (V_s), м/с	Предел прочности на сдвиг (S_u), кН/м ²	Сопротивление грунта вдавлению (Н)
A	Очень крепкая скальная порода	$V_s > 1500$	-	-
B	Скальная порода, щебень	$760 < V_s \leq 1500$	-	-
C	Рыхлая порода, очень плотный песчаный грунт	$360 < V_s \leq 760$	$S_u \geq 98$	$N > 50$
D	Плотный песчаный грунт	$180 < V_s \leq 360$	$49 \leq S_u \leq 98$	$15 \leq N \leq 50$
E	Мягкий грунт	$V_s < 180$	$S_u < 49$	$N < 15$
	Мягкий грунт с естественной влажностью $\geq 40\%$ и коэффициентом пластичности ≥ 10	-	$S_u < 24$	-
F	Грунт, чувствительный к сейсмическим воздействиям (сильно сжимаемый), пластичные/мягкие суглинки,	-	-	-

Максимальное значение деформации:

$$\varepsilon_a = \frac{t_u \cdot L}{2 \cdot \pi \cdot D \cdot t \cdot E} \left[1 + \frac{n}{1+r} \left(\frac{t_u \cdot L}{2 \cdot \pi \cdot D \cdot t \cdot \sigma_y} \right)^r \right], \quad (5.12)$$

где t_u – осевое сопротивление, 112335,6 Н/м (по формуле (5.6));

L – длина PGD зоны, равная 100м;

σ_y – предел текучести, $\sigma_y = 370$ МПа (таблица 5.1);

n, r – параметры Рамберга-Осгуда, $n=9, r=10$ (таблица 5.1).

Тогда,

$$\varepsilon_a = \frac{112335,6 \cdot 100}{2 \cdot 3,14 \cdot 1,02 \cdot 0,024 \cdot 2,06 \cdot 10^{11}} \left[1 + \frac{9}{1+10} \left(\frac{112335,6 \cdot 100}{2 \cdot 3,14 \cdot 1,02 \cdot 0,024 \cdot 370 \cdot 10^6} \right)^{10} \right] = 0,00036 = 0,036\%$$

С учетом продольной деформации трубы $\varepsilon = 0,11$ (таблица 5.2) общая деформация составит: $0,11 + 0,036 = 0,146\%$. Результат получился в пределах допустимого значения, равного 3%.

Рассмотрим ситуацию II.

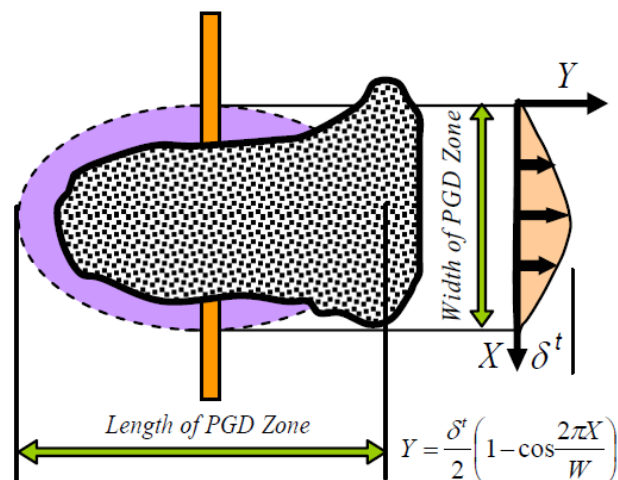


Рисунок 5.6 – Ось перпендикулярна направлению смещения грунта

Рассчитанное перемещение грунта δ^t :

$$\delta_{design}^t = \delta^l \cdot I_p \quad (5.13)$$

где I_p – коэффициент ответственности (по таблице 5.5), равный 1,5.

$$\delta_{design}^t = 2 \cdot 1,5 = 3 \text{ м.}$$

Максимальное значение деформации:

$$\varepsilon_b = \pm \frac{P_u \cdot W^2}{3 \cdot \pi \cdot E \cdot t \cdot D^2}, \quad (5.14)$$

где P_u – максимального сопротивления грунта в горизонтальном направлении, 253765,5Н/м;

W – ширина PGD зоны, 40м.

Тогда,

$$\varepsilon_b = \pm \frac{253765,5 \cdot 40}{2 \cdot 3,14 \cdot 1,02 \cdot 0,024 \cdot 2,06 \cdot 10^{11}} = 0,013 = 1,3\%$$

С учетом продольной деформации трубы $\varepsilon = 0,11$ (таблица 5.2) общая деформация составит: $0,11 + 1,3 = 1,41\%$. Результат получился в пределах допустимого значения, равного 3%.

Рассмотрим ситуацию III.

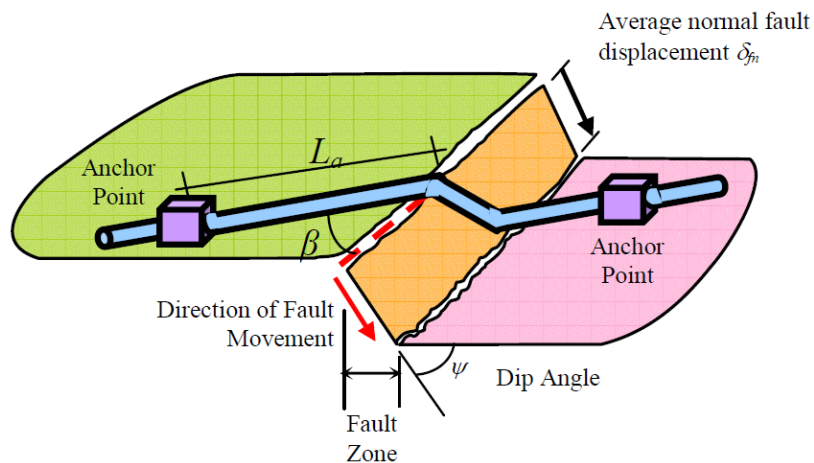


Рисунок 5.7 – Переход через смещение горной породы по сейсмическому разлому (сброс)

Трубопровод пересекает тектоническое нарушение, сбросовое смещение которого $\delta_{fn} = 2,5$ м и угол наклона $\psi = 35^\circ$ (рис. 5.6).

Трубопровод пересекает линию разлома под углом $\beta = 40^\circ$.

Смещение параллельно оси трубопровода:

$$\delta_{fax} = \delta_{fn} \cdot \cos\psi \cdot \sin\beta = 2,5 \cdot \cos 35 \cdot \sin 40 = 1,316 \text{ м.} \quad (5.15)$$

Смещение перпендикулярно оси трубопровода:

$$\delta_{ftr} = \delta_{fn} \cdot \cos\psi \cdot \cos\beta = 2,5 \cdot \cos 35 \cdot \cos 40 = 1,569 \text{ м.} \quad (5.16)$$

Рассчитанное перемещение грунта параллельно оси трубопровода

$\delta_{fax-design}$:

$$\delta_{fax-design} = \delta_{fax} \cdot I_p \quad (5.17)$$

где I_p – коэффициент ответственности для трубопроводов I класса (по таблице 5.5), равный 2,3.

$$\delta_{design}^t = 1,316 \cdot 2,3 = 3,03 \text{ м.}$$

Перемещение грунта перпендикулярно оси трубопровода $\delta_{ftr-design}$:

$$\delta_{ftr-design} = \delta_{ftr} \cdot I_p = 1,569 \cdot 2,3 = 3,6 \text{ м.} \quad (5.18)$$

Среднее значение деформации от сбросового смещения вдоль оси трубопровода:

$$\varepsilon = 2 \cdot \left[\frac{\delta_{fax-design}}{2 \cdot L_a} + \frac{1}{2} \cdot \left(\frac{\delta_{ftr-design}}{2 \cdot L_a} \right)^2 \right] \quad (5.19)$$

где L_a – длина PGD зоны, равная 100м.

Тогда,

$$\varepsilon = 2 \cdot \left[\frac{3,03}{2 \cdot 100} + \frac{1}{2} \cdot \left(\frac{3,6}{2 \cdot 100} \right)^2 \right] = 0,032 = 3,2\%$$

С учетом продольной деформации трубы $\varepsilon = 0,11$ (таблица 5.2) общая деформация составит: $0,11+3,1=3,21\%$. Результат получился больше допустимого значения, равного 3%. Необходимо принять решения по обеспечению дополнительной надежности трубопровода.

Рассмотри ситуацию IV.

Ожидаемый пик ускорения грунта (при землетрясении) $PGA_r = 0,45g$.

Для грунта класса E, максимальное ускорение рассчитывается по формуле:

$$PGA_r = 0,45g \cdot I_g, \quad (5.20)$$

где $I_g = 0,9$, согласно таблице 5.7;

$$PGA_r = 0,45g \cdot 0,9 = 0,405g.$$

Теперь найдем максимальную скорость смещения грунта. По таблице 5.8, найдем отношение PGV/PGA. Магнитуду выбираем 8.5 и расстояние от источника землетрясения 20 км. Тогда:

					Глава 5. Расчет магистрального трубопровода подверженного сейсмическим воздействиям по методике «Guidelines for seismic design of buried pipelines».	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		93

$$\frac{PGV}{PGA} = 269,$$

$$PGV = 0,405 \cdot 269 = 108,9 \frac{\text{см}}{\text{с}}$$

Таблица 5.7 Коэффициент приращения сейсмической активности I_g

Класс грунта	PGA_r	PGA_r	PGA_r	PGA_r	PGA_r
	$\leq 0,1 \cdot g$	$\leq 0,2 \cdot g$	$\leq 0,3 \cdot g$	$\leq 0,4 \cdot g$	$\leq 0,5 \cdot g$
А	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8
В	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0
С	1,2	1,2	1,1	1,0	1,0
Д	1,6	1,4	1,2	1,1	1,0
Е	2,5	1,7	1,2	0,9	0,9
F	*	*	*	*	*

Таблица 5.8 Отношение скорости к ускорению грунта

Магнитуда M_w		Отношение максимальной скорости грунта (см/с) к его ускорению (м/с^2)		
		Расстояние до источника		
		0-20 км	20-50 км	50-100 км
Скальный грунт	6,5	66	76	86
	7,5	97	109	97
	8,5	127	140	152
Плотный грунт	6,5	94	102	109
	7,5	140	127	155
	8,5	180	188	193
Мягкий грунт	6,5	140	132	142
	7,5	208	165	201
	8,5	269	244	152

Рассчитанная максимальная скорость:

$$V_g = PGV \cdot I_p, \quad (5.21)$$

где $I_p = 1,5$ согласно таблице 5.5;

$$V_g = 108,9 \cdot 1,5 = 163,35 \frac{\text{см}}{\text{с}} = 1,63 \frac{\text{м}}{\text{с}}$$

Максимальная осевая деформация трубы под действием сейсмической волны со скоростью 1,63 м/с будет равна:

$$\varepsilon_a = \frac{V_g}{\alpha_\varepsilon \cdot C} \quad (5.22)$$

где C – скорость распространения сейсмической волны, $C = 2 \frac{\text{км}}{\text{с}}$ для поперечной сдвиговой волны; [24]
 α_ε – коэффициент деформации почвы, $\alpha_\varepsilon = 2$ для поперечной сдвиговой волны; [24]

$$\varepsilon_a = \frac{1,63}{2 \cdot 2000} = 0,0004$$

Максимальная осевая деформация трубы, передающаяся за счет сопротивления грунта:

$$\varepsilon_a = \frac{t_u \cdot \lambda}{4 \cdot A \cdot E'} \quad (5.23)$$

где t_u – осевое сопротивление, 112335,6 Н/м;
 A – площадь поперечного сечения, равная $A = \frac{\pi}{4} \cdot (1,02^2 - 0,996^2) = 0,038 \text{ м}^2$;
 λ – длина сейсмической волны на поверхности земли, равная 1000 м [24].

$$\varepsilon_a = \frac{112335,6 \cdot 1000}{4 \cdot 0,038 \cdot 2,06 \cdot 10^{11}} = 0,0036,$$

Максимальная осевая деформация трубы под действием сейсмической волны $\varepsilon_a = 0,0004$ должна быть больше максимальной деформации, передающаяся за счет сопротивления грунта $\varepsilon_a = 0,0036$.

Таким образом, смещение трубы под действием сейсмической волны будет равно $\Delta_{seismic} = L_{\text{одной трубы}} \cdot 0,0004 = 6 \cdot 0,0004 = 0,0024$ м. Смещение трубы под действием рабочего давления и температуры $\Delta_{oper} = 6 \cdot 0,001 = 0,006$ м. Суммарное смещение составит 0,00084 м.

Согласно [24], к суммарному смещению необходимо добавить еще поправку 0,006 м, тогда: $0,0024 + 0,006 + 0,006 = 0,0144 \text{ м} = 1,44 \text{ см}$.

Глава 6. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение.

6.1 Экономическое обоснование сооружения перехода магистрального трубопровода через тектонический разлом.

В данной главе производится SWOT-анализ различных сторон данного проекта, рассчитывается стоимость, затраченная на материалы при строительстве участка подземного трубопровода через соединение тектонических плит с применением специального устройства траншеи.

6.1.1 SWOT-анализ

SWOT – Strengths (сильная сторона), Weaknesses (слабая сторона), Opportunities (возможности) и Threats (угрозы) – является комплексным анализом научно-исследовательского проекта. SWOT-анализ применяется при исследовании внешних и внутренних сред проекта.

Таблица 6.1 Матрица SWOT

<p style="text-align: center;">Сильные стороны:</p> <p>С1. Множество возможных технических решений</p> <p>С2. Высокая безопасность при транспортировке продукта с помощью трубопроводного транспорта в районах с высокой сейсмической активностью</p> <p>С3. Повышение устойчивости подземного трубопровода к сейсмическим проявлениям</p>	<p style="text-align: center;">Слабые стороны:</p> <p>Сл1. Требуется точная и аккуратная установка данного оборудования</p> <p>Сл2. Высокая стоимость по сравнению с обычным монтажом</p> <p>Сл3. Сложность сооружения</p>
<p style="text-align: center;">Возможности:</p> <p>В1. Строительство трубопроводов в текущих районах позволит значительно увеличить значение выручки и долю финансовых поступлений</p> <p>В2. Участие в программе экспортирования нефти в страны Азиатско-Тихоокеанского региона</p>	<p style="text-align: center;">Угрозы:</p> <p>У1. В настоящее время снижение курса цен на нефтепродукты может привести к не конкурентоспособности продукта, добываемого в районах с высокой сейсмической активностью.</p> <p>У2. Выход из строя применяемого оборудован</p>

					<i>«Анализ современных технологий сооружения магистральных трубопроводов»</i>			
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>				
<i>Разраб.</i>		<i>Новиков С.Д.</i>			<i>Глава 6. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение.</i>	<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Руковод.</i>		<i>Антропова Н.А.</i>					97	157
<i>Консульт.</i>		<i>Макашева Ю.С.</i>				НИ ТПУ гр.2БМ6Б		
<i>Рук-ль ООП</i>		<i>Бурков П.В.</i>						

6.1.2 Оценка способности проекта к коммерциализации

Не смотря на какой стадии жизненного цикла находится научная разработка полезно оценивать степень ее готовности для коммерциализации и определить ступень собственных познаний для ее проведения. В связи с этим следует заполнить специальную форму, в которой содержатся показатели о степени готовности проекта с позиции внедрения и компетенциям разработчика данного научного проекта. Результаты анализа уровня готовности представлены в таблице.

Таблица 6.2 Оценка степени готовности научного проекта к коммерциализации

№ п/п	Наименование	Степень проработанности научного проекта	Уровень имеющихся знаний у разработчика
I	Существует научно-технический задел	4	4
II	Определены будущие направления коммерческой реализации данного задела	5	3
III	Имеются отрасли и возможности для рыночного предложения	5	3
IV	Выбрана форма товара научного задела для продвижения на рынке	5	3
V	Определены авторы и произведена охрана их прав	4	3
VI	Проведена оценка стоимости умственной собственности	3	3
VII	Осуществлено маркетинговое исследование для сбыта продукта	3	3

Продолжение таблицы 6.2

VIII	Разработан бизнес-план коммерческой реализации данной разработки	3	3
IX	Имеются пути для дальнейшей реализации научной работы на рынке	5	3
X	Разработана стратегия (форма) создания научной разработки	4	3
XI	Проработаны вопросы международного взаимодействия и выхода на заграничный рынок	3	3
XII	Имеются вопросы при использовании услуг инфраструктуры поддержки, получении льгот	3	3
XIII	Разобраны вопросы финансирования коммерциализации данной разработки	3	3
XIV	Создана команда для коммерциализации данной разработки	3	3
XV	Проработан механизм выхода на рынок научного проекта	3	4
	ИТОГО БАЛЛОВ	56	48

Оценка готовности разработанного научного проекта к внедрению в производство (или уровень компетенции разработчика) необходимо определить по формуле:

$$B_{\text{сум}} = \sum B_i ,$$

где $B_{\text{сум}}$ – общее количество баллов присущее каждому направлению;

B_i – показатель балла по i -му компоненту.

. Показатель степени проработанности текущего проекта составил 56.

Это свидетельствует о наличии хороших перспектив, а знаний создателя

достаточно для успешной ее коммерческой реализации. Значение уровня имеющихся навыков у разработчика составило 48 баллов, что говорит о перспективности выше среднего значения.

Подводя итоги результатов оценки можно сделать вывод о том, что изначально требуется проработка вопросов, связанных с созданием команды для коммерциализации данной разработки.

6.1.3 План проекта

При планировании научных проектов имеется потребность в построении календарных и сетевых графиков. Ниже в виде таблицы представлен календарный план научного проекта.

Таблица 6.3 – Календарный план научного проекта

Код работ (из ИСР)	Наименование	Продолжительность, дни	Дата начала проведения работы	Дата окончания проведения работы	Состав лиц, участвующих в создании
1	Введение	4	07.02.2018	10.02.2018	Новиков С.Д. Антропова Н.А.
2	Определение задач и целей исследования, постановка актуальности и научной новизны	5	14.02.2018	19.02.2018	Новиков С.Д. Антропова Н.А.
3	Объекты и метод исследований	17	18.02.2018	05.03.2018	Новиков С.Д.
4	Расчет и аналитика	47	04.03.2018	20.04.2018	Новиков С.Д. Антропова Н.А.
5	Результат и обсуждение	14	19.04.2018	03.05.2018	Новиков С.Д. Антропова Н.А.
6	Оформление пояснительной записки	10	02.05.2018	12.05.2018	Новиков С.Д.
Итого:		97			

В целях иллюстрации составленного календарного плана проекта ниже представлена диаграмма Ганта. Согласно этой диаграмме работы по теме представлены временными отрезками отрезками, которые характеризуют датам начала и окончания выполненной работы. Каждый месяц разделен на декады с целью удобства восприятия информации. (таблица 2)

Таблица 6.4 Календарный план-график проведения диплома по теме.

Наименование работы	Состав лиц, участвующих в создании	Т _к , раб. дн.	Продолжительность выполнения работ											
			февраль			март			апрель			май		
			1	2	3	1	2	3	1	2	3	1	2	3
Выдача задания для диссертации	Магистрант Научный руководитель	2	■											
Определение задач и целей исследования, постановка актуальности и научной новизны	Магистрант Научный руководитель	5		■										
Объекты и метод исследований	Магистрант Научный руководитель	17			■									
Расчет и аналитика	Магистрант	47				■	■	■	■	■	■			
Результат и обсуждение	Магистрант Научный руководитель	14									■	■		
Оформление пояснительной записки	Магистрант	10											■	

■ - Магистрант
■ - Научный руководитель

6.2 Расчет себестоимости материалов при сооружении перехода МН через тектонический разлом

6.2.1 Анализ условий, необходимых для расчета

В ходе выполнения текущего расчета рассмотрен переход нефтепровода $D_{тр} = 1020$ мм, величина заглубления равна $H = 1$ м, длина участка траншеи $L = 140$ м. Характеристика грунтов представлена в табл. 1 [25]:

Таблица 6.5 - Характеристика грунтов

Категория грунта	Виды грунтов	Плотность грунтов, кг/м ³	Значение удара плотномера плотномера ДорНИИ	Коэффициент разрыхления, Кр
5	Сланец, конгломерат, глина отвердевшая и очень крепкий мел, гипс, песчаник, мягкий известняк, скальниу и мерзлая порода	2200-2500	36-70	1,3-1,42
	Пески	1300	-	1,17

6.2.2 Расчет основных параметров траншеи

Исходя из условия задания диаметр нефтепровода принимаем: $D_{тр} = 1020$ мм, величина заглубления равна $H = 1$ м, длина участка траншеи $L = 140$ м..

1. Определение ширины траншеи по дну:

Согласно нормативной документации ширина траншеи по дну для $D_{тр} = 1020$ мм равна минимум $D_{тр} + 0,3$ м:

$$b = D_{\text{тр}} + 0,3, \quad (1)$$

где $D_{\text{тр}}$ - диаметр трубопровода,

$$b=1020+300=1320 \text{ мм.}$$

2. Определение глубины траншеи:

$$h_T = D_H + h + C, \quad (2)$$

где h – величина заглубления нефтепровода,

C – значение толщины мягкой подсыпки из песка, так как прокладка нефтепровода производится в грунте 5-й категории, то она равна 0,2 м,

$$h_i = 1020 + 1000 + 200 = 2220 \text{ мм.}$$

3. Длина основания трапеции:

$$h_1 a = b + 2 \cdot h_T \cdot \text{ctg} \beta, \quad (3)$$

где b – ширина траншеи по дну,

h_T – глубина траншеи равная,

β – угол откоса, принимаемый 30° , $\text{ctg} 30 = 1,7$.

$$a = 1,32 + 2 \cdot 2,22 \cdot 1,7 = 8,87 \text{ м}$$

4. Определение площади сечения рассматриваемой траншеи:

$$S_{\text{сче}} = \frac{(b+a)}{2} \cdot h_T = \frac{(1,32+8,87)}{2} \cdot 2,22 = 11,31 \text{ м}^2 \quad (4)$$

По технологии в расчет необходимо включить гравийную подложку для укладки дренажных труб.

$$b = a - 2 \cdot h_c \cdot \text{ctg} \beta \quad (5)$$

где a – ширина слоя по верху,

h_c – глубина слоя,

β – угол откоса, принимаемый 45° , $\text{ctg} 45 = 1$.

$$S_{\text{сче}} = \frac{(b+a)}{2} \cdot h_c = \frac{(1,32+0,12)}{2} \cdot 0,6 = 0,43 \text{ м}^2.$$

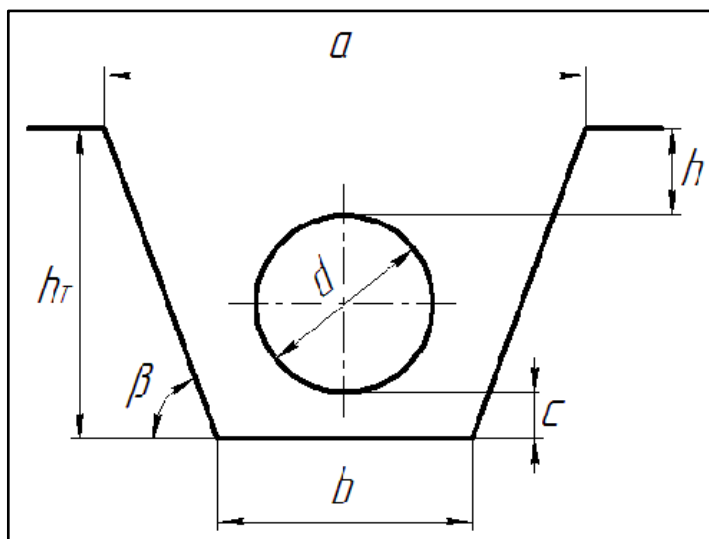


Рисунок 6.1 - Профиль траншеи нефтепровода

5. Определение необходимого объема гравия в качестве подсыпки:

$$V_{\text{гр}} = S_{\text{сечен}} \cdot L \quad (6)$$

где $S_{\text{сечен}}$ – площадь сечения траншеи,

L – длина участка траншеи.

$$V_{\text{гр}} = 0,43 \cdot 140 = 60,5 \text{ м}^3$$

Вычислим объем керамзита и песчаной подложки:

$$V_{\text{земли}} = S_{\text{сечен}} \cdot L \quad (7)$$

где $S_{\text{сечен}}$ – площадь сечения траншеи,

L – длина участка траншеи.

$$V_{\text{земли}} = 11,31 \cdot 140 = 1583,4 \text{ м}^3$$

6.2.3 Определение объема и расходов на грунт, и стоимость геоматериалов.

Вычислим объем тнефтепровода:

$$V_{\text{труб}} = \frac{\pi \cdot d^2 \cdot l}{4} = \frac{3,14 \cdot 1,02^2 \cdot 140}{4} = 114,34 \text{ м}^3 \quad (8)$$

где d – диаметр трубопровода,

l – длина участка траншеи,

1. Определение объема грунта, требуемого для песчаной подсыпки:

- Найдем значение верхней образующей песчаной подсыпки

$$d1 = b + c \cdot \text{ctg}\beta, \quad (9)$$

где b – ширина траншеи по дну,
 C – глубина подсыпки,
 β – угол откоса, принимаемый 30° .

$$d_1 = 1,32 + 2 \cdot 0,2 \cdot 1,7 = 2 \text{ м}$$

- Найдем значение площади:

$$S_1 = \frac{d_1 + b}{2} \cdot C = \frac{2 + 1,32}{2} \cdot 0,2 = 0,33 \text{ м}^2 \quad (10)$$

- Найдем значение объема требуемого песка:

$$V_n = S_1 \cdot l \cdot K_p = 0,33 \cdot 140 \cdot 1,17 = 54,4 \text{ м}^3 \quad (11)$$

где K_p – коэффициент разрыхления для песка.

Мелкий песок категории М 2 используется при строительных работах в соответствии с требованиями, выдвинутыми в ГОСТ: 9736-93. Цена данного песка составляет 320 руб/м³. Стоимость песка, требуемого для производства работ составляет 17408 руб.

2. Определение объема керамзита для привозки:

$$V_k = V_{\text{земли}} - V_{\text{труб}} - V_n = 1583,4 - 114,34 - 54,4 = 1414,7 \text{ м}^3. \quad (12)$$

Керамзит, фракционным составом от 10 до 20 миллиметров. Цена составляет 1350 руб/м³ включая налог на добавленную стоимость. Общая стоимость составляет 1909845 руб.

3. Определение объема гравия для привозки.

Требуемый объем гравия для того, чтобы засыпать дренажные трубы составит 60,5 м³. Необходимо учесть гравий, которым будет засыпаться траншея сверху. Ширина слоя 10м, высота 0,25м и протяженность равна длине траншеи. Следовательно необходимый объем составляет:

$$V_k = 10 \cdot 140 \cdot 0,25 = 350 \text{ м}^3. \quad (13)$$

Смесь песчано-гравийная (ПГС), соответствующая требованиям, выдвигающимся к строительным материалам ГОСТ 25607-94, ГОСТ 23735-79. Ее стоимость за кубический метр составляет 300 руб./м³ включая налог на добавленную стоимость. Общая цена закупки ПГС будет 105000 руб.

Определение стоимости геоматериалов.

					Глава 6. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение.	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		133

- Внутренний слой траншеи составляет геомембрана и дренажный композит. Имея значение глубины траншеи и угол откоса 30° , используя правило треугольника определяем длину внутреннего слоя:

$$L_{\text{внутр.}} = b + \frac{h_T}{\sin 30^\circ} + l_{\text{припуск}}, \text{ мм} \quad (14)$$

где $L_{\text{внутр.}}$ – длина внутреннего слоя геомембраны, мм;

b – ширина траншеи по дну,

h_T – глубина траншеи,

β – угол откоса, принимаем 30° ,

$l_{\text{припуск}}$ – длина припусков с каждой стороны.

$$L_{\text{внутр.}} = 1320 + \frac{2220}{\sin 45^\circ} + 2000 = 7760 \text{ мм}$$

Структура внешнего слоя представляет собой геотекстиль и геомембрану.

Следовательно при расчете каждого прохода требуется 7,76 м дренажного полотна, 10,87 геотекстиля, 18,63 м геомембраны.

В данном расчете брались геоматериалы, которые поставляет ОАО «Изолюкс» [26].

Вычислим стоимость дренажного полотна.

Определим площадь, требуемую покрыть дренажным материалом:

$$S_H = 140 \cdot 7,76 = 1086,4 \text{ м}^2$$

При использовании в расчете дренажного полотна «МаксДрейн», площадь покрытия одного используемого рулона составляет 40 м^2 . Определим, число рулонов и учтем необходимое перекрытие, составляющее 5%:

$$N_{\text{рулон}} = 1086,4 / 40 + 5\% = 29 \text{ рулона}$$

Стоимость одного рулона – 4900 руб включая налог на добавленную стоимость. Общая цена дренажного полотна составит 142100 руб.

Вычислим стоимость требуемой геомембраны.

Определим площадь, требуемую покрыть геомембраной:

$$S_H = 140 \cdot 18,63 = 2608,2 \text{ м}^2$$

					Глава 6. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение.	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		133

В расчетах используется геомембрана "ТехПолимер». Стоимость одного метра квадратного 360 руб с учетом НДС, без доставки до склада покупателя. Общая цена геомембраны составляет 938952 руб.

Вычислим стоимость требуемого геотекстиля.

Определим площадь, требуемую покрыть геотекстилем:

$$S_H = 140 \cdot 10,87 = 1521,8 \text{ м}^2$$

Один рулон геотекстиля Terram покрывает площадь равную 450м². Стоимость одного метра квадратного – 56 руб включая налог на добавленную стоимость. Общая цена геотекстиля составит 85220,8 руб.

При оборудовании траншеи используются дренажные трубы, которые укладывают на дне траншеи под гравийную засыпку.

В качестве дренажной трубы используем трубу ПВХ включающую геотекстильный фильтр, размер которого составляет 145/160мм. Стоимость включая налог на добавленную стоимость 425 руб/ м². Цена за 140м данной трубы будет равна 59500 руб.

В таблице 2 приведены все затраты на материалы при обустройстве траншеи.

Таблица 6.6 Материальные затраты

Вид материала	Общая цена материала, руб.
Песок намывной мелкий	17408
Керамзит фракционным составом 10-10 мм	1909845
Смесь песчано-гравийная	105000
Полотно дренажное	142100
Геотекстиль	85220,8
Геомембрана	938952
Трубы дренажные	59500
Итого	3258025,8

6.2.4. Расчет стоимости топлива и необходимой техники

Для того, чтобы определить затраты связанные с закупкой топлива и объемом выполняемых работ на объекте, рассчитаем количество требуемых единиц техники.

Определение объема работ:

Приняв среднюю скорость строительства нефтепровода 500 м/сут, рассчитаем время, требуемое для нашего участка, протяженность которого составляет 140 м:

$$T = L/v_{\text{стр}} = 140/500 = 0,28 \text{ сут} = 7 \text{ ч}, \quad (15)$$

где L – длина участка строительства, м;

T – время, затраченное на строительство траншеи, ч;

$v_{\text{стр}}$ – скорость строительства.

Подготовительные работы составляют 50% от основного времени затрачиваемого на сооружение нефтепровода:

$$T_{\text{подг}} = T/2 = 3,5 \text{ ч}, \quad (16)$$

где T – основное время, ч.

Определим площадь планового участка для дальнейших расчетов:

$$F_{\text{пл}} = L \cdot L_{\text{п}}, \quad (17)$$

где $L_{\text{п}}$ – земли несельскохозяйственного назначения, ширина полосы, м;

L – длина планируемого участка, м.

$$F_{\text{пл}} = 140 \cdot 32 = 4480 \text{ м}^2$$

Определим количество требуемых бульдозеров:

Рассчитаем объем, который составляет призма волочения бульдозера и учтем потерю грунта:

$$V_{\text{пр}} = \left[\frac{(H-h)^2 \cdot B}{2 \cdot \text{tg}(\varphi_0) \cdot K_p} \right] \cdot K_{\text{ном}}, \quad (18)$$

где φ – угол поворота отвала в плане, принимаем равным 63^0 ;

B – ширина отвала, м;

h – средняя толщина стружки, м;

					Глава 6. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение.	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		133

H – высота отвала, м;

K_p – коэффициент разрыхления;

K_{nom} - коэффициент, который учитывает потерю грунтов в процессе движения призмы отвала и определяется по формуле:

$$K_{nom} = 1 - 0,005 \cdot l_n = 1 - 0,005 \cdot 45 = 0,775,$$

где l_n – расстояние перемещение грунтовой призмы.

$$V_{np} = \left[\frac{(1,72 - 0,2064)^2 \cdot 3,955}{2 \cdot \operatorname{tg}(63^\circ) \cdot 1,27} \right] \cdot 0,775 = 3,948298 \text{ м}^3.$$

Определим длину на котором будет резаться грунта

$$l_p = \frac{0,5 \cdot H^2}{\operatorname{tg}(\varphi_0) \cdot h} = 10,24 \text{ м};$$

Суммарное время работы машины за один цикл складывается из нескольких временных отрезков:

$$t = t_p + t_n + t_{з.х.} + t_{n.н.} + t_0, \quad (19)$$

где t_n - время, за которое происходит переключение передачи;

$t_{пов}$ – время, за которое бульдозер поворачивает;

t_0 – время опускания отвала.

$$t_p = \frac{3,6 \cdot l_p}{v_p} = \frac{3,6 \cdot 10,24}{2} = 18,432 \text{ с}, \quad (20)$$

$$t_n = \frac{3,6 \cdot l_n}{v_n} = \frac{3,6 \cdot 45}{4} = 40,5 \text{ с},$$

$$t_{з.х.} = \frac{3,6 \cdot (l_p + l_n)}{v_{з.х.}} = \frac{3,6 \cdot (10,24 + 45)}{5} = 39,77 \text{ с},$$

где v_p - скорость движения при резании бульдозера, м/с;

t_p – продолжительность работы машины при резании бульдозера, с;

v_n - скорость движения при перемещении бульдозера, м/с;

t_n – продолжительность работы машины при перемещении, с;

$v_{о.х.}$ - скорость движения при обратном ходе бульдозера, м/с;

$t_{о.х.}$ - продолжительность работы машины при обратном ходе, с.

В результате один цикл работы бульдозера составляет:

					Глава 6. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность	Лист
					и ресурсосбережение.	133
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

$$t = 18,432 + 40,5 + 39,77 + 6 + 2 = 106,7 \text{ с.}$$

Следующим шагом определим производительность, с которой работает бульдозер при резании и перемещении грунта:

$$P_{p.n.} = \frac{3600 \cdot V \cdot K_u \cdot K_y}{t \cdot K_p}, \quad (6.21)$$

где K_u - коэффициент применения бульдозера в течении времени;

K_y - коэффициент, который учитывает влияние уклона местности на производительность работы бульдозера.

$$P_{p.n.} = \frac{3600 \cdot 3,95 \cdot 0,9 \cdot 0,5}{106,7 \cdot 1,5} = 40 \text{ м}^3/\text{ч}$$

Что бы определить производительность работы бульдозера при проведении планировочных работ, необходимо воспользоваться следующей формулой:

$$P_{раз} = \frac{3600 \cdot l \cdot (B \cdot \sin \varphi - b_1) \cdot K_u}{n \cdot \left(\frac{l}{v_p} + t_{пов} \right)}, \quad (6.22)$$

где l – длина планируемого участка, м;

b_1 – величина перекрытия прохода, м;

φ – угол установки отвала в плане;

n – число проходов по одному месту;

$t_{пов}$ – время поворота бульдозера, с;

v_p – рабочая скорость движения бульдозера при резании, м/с.

$$P_{раз} = \frac{3600 \cdot 140 \cdot (3,955 \cdot 0,89 - 0,5) \cdot 0,9}{1 \cdot \left(\frac{140}{0,556} + 15 \right)} = 5134,4 \text{ м}^2 / \text{ч}$$

Рассчитаем объем грунта, который снимается при срезании:

$$V_{рез} = L \cdot l_n \cdot h \cdot K_p, \quad (23)$$

где $K_{пот}$ – коэффициент, учитывающий потери грунта в процессе перемещения призмы;

L - длина траншеи, м.

					Глава 6. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение.	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		133

l_n – расстояние перемещения грунтовой призмы.

h – значение средней толщины стружки, м.

$$V_{рез} = 140 \cdot 45 \cdot 0,2064 \cdot 0,775 = 1007,75 \text{ м}^3$$

Производительность, которая требуется при выполнении планировочных работ:

$$P_{пл} = \frac{F_{пл}}{t_{необх}} = \frac{4480}{3,5} = 1280 \text{ м}^3 / \text{ч};$$

Производительность, которая требуется при резании и перемещении грунта:

$$P_{рез} = \frac{V_{рез}}{t_{общ}} = \frac{1007,75}{3,5} = 288 \text{ м}^3 / \text{ч}$$

Рассчитаем количество требуемых бульдозеров:

- при проведении планировочных работах

$$n_{пл} = \frac{P_{пл}}{P_{раз}} = \frac{1280}{5134,4} = 0,3$$

- при резании и перемещении грунта

$$n_{рез} = \frac{P_{рез}}{P_{р.н.}} = \frac{288}{40} = 7,2.$$

Число требуемых бульдозеров принимаем равное 8.

Определим количество требуемых экскаваторов:

По формуле определим техническую производительность экскаватора одноковшового:

$$P_{ТХ} = 3600 \cdot q \cdot K_n / K_p \cdot t_{ц}, \quad (24)$$

где q - вместимость ковша;

K_n – коэффициент, характеризующий степень наполненности ковша влажной глиной;

					Глава 6. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение.	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		133

K_p – коэффициент, учитывающий разрыхленность породы;

$t_{ц}$ – продолжительность цикла работы, с.

$$П_{ТХ} = \frac{3600 \cdot q \cdot K_n}{t_{ц} \cdot K_p} = \frac{3600 \cdot 1 \cdot 1,4}{20 \cdot 1,27} = 198,43 \text{ м}^3/\text{ч}.$$

Производительность экскаватора эксплуатационную можно определить по формуле:

$$П_{Э} = П_{ТХ} \cdot K_y \cdot K_B, \quad (25)$$

где K_y – коэффициент, который зависит от навыков машиниста;

K_B – коэффициент эксплуатации экскаватора в течении времени.

$$П_{Э} = 198,43 \cdot 0,94 \cdot 0,75 = 139,89 \text{ м}^3/\text{ч}.$$

Определив эксплуатационную производительность одноковшового экскаватора и объем работы для оборудования траншеи, рассчитаем количество часов работы:

$$t = \frac{V_{ф}}{П_{экс}} = \frac{2011}{139,89} = 14,4 \text{ ч}, \quad (26)$$

$$V_{\text{фактич.работ}} = K_p * V_{\text{земли}} = 1,27 * 1583,4 = 2011 \text{ м}^3.$$

где K_p – коэффициент разрыхления;

Рассчитаем требуемое число одноковшовых экскаваторов:

$$n = \frac{t}{T_{\text{под}}} = \frac{14,4}{3,5} = 4,1$$

Следовательно, 4 одноковшовых экскаваторов типа Hitachi ZX240-3 хватит для разработки траншеи.

Определим количество требуемых машин для вывоза грунта:

Рассчитаем объем грунта, вмещающийся в ковш экскаватора:

$$V_{гр.} = (V_{\text{ков.}} \cdot K_{\text{нап}}) / K_p = (1 \cdot 0,4) / 1,27 = 0,315 \text{ м}^3, \quad (27)$$

где $K_{\text{нап}}$ - коэффициент наполнения ковша;

$V_{\text{ков}}$ – принятый объём ковша экскаватора, м³;

K_p - коэффициент разрыхления грунта.

					Глава 6. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение.	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		133

Определим массу грунта, который находится в ковше экскаватора:

$$Q = V_{гр.} \cdot \rho = 0,315 \cdot 1800 = 567 \text{ кг}, \quad (28)$$

где ρ - плотность грунта при естественном залегании, кг/м³

Определим количество ковшей, которые помещаются в кузов автосамосвала:

В качестве транспортного средства для транспортировки грунат выбираем автосамосвал КамАЗ 6522 грузоподъемность которого равна 19 тонн.

$$n = \Pi/Q = 19/0,567 = 34 \text{ ковша}$$

Объем грунта в плотном теле, загружаемый в кузов самосвала:

$$V = V_{гр.} \cdot n = 0,315 \cdot 34 = 10,71 \text{ м}^3.$$

Рассчитаем время работы самосвала в одном цикле:

$$T_{ц} = t_n + 60 \cdot 10 / V_r + t_p + 60 \cdot 10 / V_{п} + t_m = 11,57 + 60 \cdot 10 / 19 + 2 + 60 \cdot 10 / 30 + 3 = 68,15 \text{ мин.} \quad (29)$$

Следующим шагом определим время погрузки грунта:

$$t_n = V \cdot N_{вр} / 100 = 10,71 \cdot 1,8 / 100 = 0,19 \text{ ч} = 11,57 \text{ мин},$$

где $N_{вр}$ - норма машинного времени, которая учитывает разработку экскаватором 100м³ грунта и его погрузку в автосамосвал;

V_r - средняя скорость автосамосвала, используемого в нагруженном состоянии, км/ч.

$V_{п}$ - средняя скорость автосамосвала без груза, км/ч;

t_p - время выгрузки, сек;

t_m - время маневрирования, сек.

Определим количество автосамосвалов:

$$N = T_{ц} / t_n = 68,15 / 11,57 = 5,9 = 6 .$$

Число требуемых автосамосвалов принимаем равное 6.

Таблица 6.7 Необходимое количество техники и затрат на неё

	Hitachi ZX240-3	Комatsu D155A-5	КамАЗ 6522
Время работы техники (ч)	3,5	3,5	7
Количество требуемых машин	4	8	6
Расход дизельного топлива (л)	193,2	1596	2136
Стоимость одного литра дизельного топлива (руб.)	31,8		
Затраты на дизельное топливо (руб.)	6143,76	50752,8	67925
Итого (руб.):	124821,36		

6.2.5. Затраты на оплату труда

Расчет оплаты труда работникам предприятия, производится с установленными в организации формами и системы оплаты.

Таблица 6.8 Надбавки и доплаты к заработной плате работника

коэффициент районный	1,5
надбавка северная	1,5
доплата за вредное производство	1,12
компенсационная выплата за дорогу на вахту/ с вахты	1,25
компенсация за вахтовый метод работы	1,1

Таблица 6.9 Расчет затрат на ЗП работников

	Трубопроводчик линейный	Экскаватор- щик	Бульдозерис т	Водитель	Мастер
Часовая тарифная ставка	93,13	82,43	91,12	64,12	147,48
Время работы	11	11	11	11	11
Районный коэффициен т, руб.	1536,64	1360,09	1503,48	1057,98	2433,42
Северная надбавка, руб.	1536,64	1360,09	1503,48	1057,98	2433,42
Доплата за вредность, руб.	1147,36	1015,53	1122,59	789,95	1816,95
Время нахождения в пути, руб.	698,47	618,22	683,4	480,9	1106,1
Вахтовый метод работы, руб.	1126,87	997,40	1102,55	775,85	1784,50
Итого на 1 человка, руб.	4919,12	4353,95	4812,95	3386,81	7789,89
Количество работников	8	4	8	5	1
Итого, руб.	39353,01	17415,81	38503,6672	16934,0	7789,8
Общая сумма ЗП	119996,47				

6.2.6. Затраты на страховые взносы

Затраты на страховые взносы в пенсионный фонд, фонд социального страхования, фонд обязательного медицинского страхования и обязательного социального страхования от несчастных случаев на производстве представлены в таблице 6.10.

Таблица 6.10 Расчет страховых взносов

Показатель	Трубопроводчик линейный	Экскаваторщик	Бульдозерист	Водитель	Мастер
Количество работников	8	4	8	5	1
ЗП, руб.	39353,01	17415,81	38503,66	16934,1	7789,89
ФСС (2,9%)	1141,23	505,05	1116,60	491,08	225,90
ФОМС (5,1%)	2007	888,20	1963,68	863,63	397,28
ПФР (22%)	8657,66	3831,47	8470,80	3725,5	1713,78
Страхование от несчастных случаев	204,88	181,34	200,46	141,04	324,45
Всего, руб.	12010,78	5406,08	11751,56	5221,29	2661,42
Общая сумма, руб.	37051,15				

6.2.7. Затраты на амортизационные отчисления и прочие расходы

Затраты определяются исходя из балансовой стоимости основных производственных фондов и нематериальных активов и утвержденных в установленном порядке норм амортизации, учитывая ускоренную амортизацию их активной части. Нормы амортизации для экскаватора, бульдозера и самосвала выбираем согласно единым нормам амортизационных отчислений на полное восстановление основных фондов народного хозяйства СССР (утв. постановлением СМ СССР от 22 октября 1990 г. N 1072). Расчет амортизационных отчислений можно свести в таблицу 7.

Таблица 6.11 Расчет амортизационных отчислений

Объект	Стоимость (руб.)	Норма амортизации (%)	Норма амортизации в год (руб.)	Норма амортизации и в час (руб.)	Кол-во	Время работы, час.	Амор- тиза- ции, руб.
Экска- ватор	4600000	3,8	2097600	239,45	4	3,5	3352,3 29

Продолжение таблицы 6.11

Бульдозер	8613000	3,8	3927528	448,34	8	3,5	12553,74
Самосвал	3075000	3,8	1402200	160,06	5	7	5602,397
Итого	21909,29 руб.						

Все рассчитанные показатели можно свести в общую таблицу расходов, согласно которой общая сумма затрат при строительстве перехода МТ диаметром 1020 мм и длиной 140 м через сейсмически активный разлом с применением укладки в траншею геоматериалов нового поколения составит 4,159 млн. руб.

Таблица 6.12 Общая сумма затрат

Расходы	Стоимость (руб.)
Грунт и геоматериалы	3258025,8
Дизельное топливо	124821,36
Оплата труда	119996,47
Страховые взносы	37051,15
Амортизационные отчисления	21909,29
Прочие расходы	11999
Всего затрат	3573803,1
Накладные расходы (20%)	714760,61
Итого	4288563,7
Плановые накопления (5% от суммы затрат и накладных расходов)	214428,18

Глава 7. Социальная ответственность при проведении анализа современных технологий сооружения магистральных трубопроводов в сейсмически опасных районах

Обеспечение экологической и производственной безопасности, рациональное природопользование, является неотъемлемым условием деятельности предприятий «АК «Транснефть». Основные принципы процесса транспортировки нефти осуществляются в соответствии с принятыми международными и национальными требованиями.

Порядок организации работы по обеспечению безопасных условий труда на предприятиях и подразделениях магистрального нефтепроводного транспорта определяется законодательством о труде РФ, общегосударственными и отраслевыми нормативными документами в области охраны труда, а также системой организации работ по охране труда и промышленной безопасности на нефтепроводном транспорте, действующей в «АК «Транснефть».

Обеспечение экологической безопасности осуществляется в соответствии с федеральными законами, подзаконными нормативно-правовыми актами и ведомственной нормативно-технической базой.

В первой части раздела приведены условия труда рабочего персонала нефтеперекачивающей станции, рабочее место и безопасность работы установок и аппаратов.

Во второй части раздела рассмотрен ряд аспектов по охране окружающей среды, мероприятия по её охране и рациональному пользованию недр.

В третьей части раздела уделено внимание мероприятиям, проводимым при чрезвычайных ситуациях.

В четвертой части раздела рассмотрены правовые и организационные

					<i>«Анализ современных технологий сооружения магистральных трубопроводов»</i>			
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата				
Разраб.		Новиков С.Д.			Глава 7. Социальная ответственность при проведении анализа современных технологий сооружения магистральных трубопроводов в сейсмически опасных районах	Лит.	Лист	Листов
Руковод.		Антропова Н.А.					118	157
Консульт.		Немцова О.А.				НИ ТПУ гр.2БМ6Б		
Рук-ль ООП		Бурков П.В.						

вопросы обеспечения безопасности.

7.1 Производственная безопасность

Различные аспекты безопасности человека и человеческой деятельности составляют один из основных предметов исследования во многих научных дисциплинах.

Безопасность - сложное социальное явление, многоплановое и многогранное в своих структурных составляющих и проявлениях, отражающее противоречивые интересы в отношениях различных социальных субъектов. Нередко одни из них стремятся обеспечить свою безопасность за счет других либо не считаются с интересами безопасности иных людей, групп, народов, мыслят устаревшими категориями и эгоистическими ценностями, игнорирующими ту основополагающую закономерность, что безопасность в эпоху нарастающей глобализации неделима. [28]

7.1.1 Анализ вредных производственных факторов и обоснование мероприятий по их устранению

Для целостного представления обо всех выявленных вредных и опасных факторах на рабочем месте, связи их с запроектированными видами работ в проектной части представлена таблице 7.1.

Таблице 7.2 Опасные и вредные факторы

Источник фактора, наименование видов работ	Факторы (по ГОСТ 12.0.003-15)		Нормативные документы
	Вредные	Опасные	
Полевые работы: 1. Земляные работы; 2. Погрузочно-разгрузочные работы; 3. Сварочно-монтажные работы; 4. Огневые работы; 5. Установка насосов и запорной арматуры;	1. Повышенная температура воздуха рабочей зоны; 2. Превышенный уровень шума; 3. Тяжесть и напряженность физического труда;	1. Движущиеся машины и механизмы производственного оборудования (в т.ч. грузоподъемные) 2. Электрический ток; 3. Пожаровзрывоопасность	ГОСТ 12.3.009-76 Р 2.2.006-05 ГОСТ 12.2.003-91 ГОСТ 12.1.012-90 ГОСТ 12.0.004-90 ГОСТ 12.1.005-88 ГОСТ 12.1.010-76 ГОСТ 12.1.011-78 ГОСТ 12.1.008-78 ГОСТ 12.1.038-82

7.1.1.1 Повышенная температура воздуха рабочей зоны;

Источником формирования данного вредного производственного фактора могут являться плохие метеорологические условия, в результате которых возможно отклонение показателей климата в рабочей зоне.

Отклонение показателей климата может привести к ухудшению общего самочувствия рабочего.

Длительное воздействие на человека неблагоприятных метеорологических условий резко ухудшает его самочувствие, снижает производительность труда и приводит к заболеваниям. Время проведения сооружения май - сентябрь, работы будут проводиться и при высоких температурах. Максимальная температура воздуха + 37⁰С. Высокая температура воздуха способствует быстрой утомляемости работающего, может привести к перегреву организма, тепловому удару.

Высокая относительная влажность при высокой температуре воздуха способствует перегреванию организма. Низкая влажность вызывает неприятные ощущения в виде сухости слизистых оболочек дыхательных путей рабочего.

Подвижность воздуха эффективно способствует теплоотдаче организма человека при высоких температурах, но отрицательно при высоких.

Мерами защиты служат перерывы в работе, применение защитных касок и защитной спецодежды (костюм хлопчатобумажный).

7.1.1.2 Повышенный уровень шума

Шум является причиной не только несчастных случаев, но и заболеваний.

В соответствии с СанПиН 2.2.4.3359-16 нормативный эквивалентный уровень звука равен 80 дБА. Громкость ниже 80 дБА обычно не влияет на органы слуха. Длительное действие шума > 80 дБА приводит к негативным воздействием на слуховой аппарат и многие другие органы и системы организма, в том числе и на нервную систему.

					Глава 7. Социальная ответственность при проведении анализа современных технологий сооружения магистральных трубопроводов в сейсмически опасных районах	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		133

Основные мероприятия по борьбе с ударным и механическим шумом следующие: виброизоляция оборудования с использованием пружинных, резиновых и полимерных материалов; экранирование шума преградами; звукоизоляция кожухами, использование звукопоглощающих материалов.

Средства индивидуальной защиты: наушники, ушные вкладыши, противошумный шлем.

7.1.1.3 Тяжесть и напряженность физического труда

Характеризуется степенью функционального напряжения организма. Оно может быть энергетическим, зависящим от мощности работы- при физическом труде и эмоциональном- при умственном труде.

Физическая тяжесть труда – это нагрузка на организм при труде, требующая преимущественно мышечных усилий и соответствующего энергетического обеспечения. Классификация физического труда по тяжести производится по уровню энергозатрат с учетом вида нагрузки (статическая или динамическая) и нагружаемых мышц.

Динамическая работа – процесс сокращения мышц, приводящий к перемещению груза, а также самого тела человека или его частей в пространстве. При этом энергия расходуется как на поддержание определенного напряжения в мышцах, так и на механический эффект работы. Оценка массы перемещаемого груза позволяет отнести условия труда к оптимальным (до 15 кг), допустимым (до 30 кг) или вредным условиям труда 1-й степени тяжести.

Статическая работа связана с затратой человеком усилий без перемещения тела или отдельных его частей. Она характеризуется массой удерживаемого груза и временем удержания его в статическом состоянии.

Одним из наиболее важных элементов повышения эффективности трудовой деятельности человека является совершенствование умений и навыков в результате обучения.

Правильное расположение и компоновка рабочего места, обеспечение удобной позы и способы трудовых движений, использование оборудования,

					<i>Глава 7. Социальная ответственность при проведении анализа современных технологий сооружения магистральных трубопроводов в сейсмически опасных районах</i>	Лист
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		133

отвечающего нормативным требованиям, обеспечивают наиболее эффективный трудовой процесс, уменьшают утомляемость и предотвращают опасность возникновения профессиональных заболеваний.

7.1.2 Анализ опасных производственных факторов и обоснование мероприятий по их устранению

7.1.2.1 Движущиеся машины и механизмы производственного оборудования

На площадке, где проводятся работы находятся машины и механизмы, которые требуют правильной эксплуатации, в соответствии с инструкциями, во избежание несчастных случаев на производстве.

При работе с газорезущими машинами, необходимо следить за тем, чтобы:

- машина была закреплена в направляющем поясе (гибком, цепном);
- шланги свободно перемещались по трубе.

При прокладке или перемещении сварочных проводов необходимо принимать меры против повреждения их изоляции и соприкосновения с водой, маслом, стальными канатами и горячими трубопроводами. Расстояние от сварочных проводов до горячих трубопроводов и баллонов с кислородом должно быть не менее 0,5 м, а с горючими газами – не менее 1 м.

Металлические части электросварочного оборудования, не находящиеся под напряжением, а также свариваемые изделия и конструкции на все время сварки должны быть заземлены, а у сварочного трансформатора, кроме того, заземляющий болт корпуса должен быть соединен с зажимом вторичной обмотки, к которому подключается обратный провод.

7.1.2.2 Электрический ток

При работах возникает опасность поражения электрическим током от применяемого электрооборудования. Электросварочная установка (преобразователь, сварочный трансформатор) должна присоединяться к источнику питания через рубильник и предохранители или автоматический

					Глава 7. Социальная ответственность при проведении анализа современных технологий сооружения магистральных трубопроводов в сейсмически опасных районах	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		133

выключатель, а при напряжении холостого хода более 70 В должно применяться автоматическое отключение сварочного трансформатора.

К работам допускаются лица не моложе 18 лет, прошедшие медицинское освидетельствование, имеющие специальную подготовку, прошедшие проверку знаний правил эксплуатации электроустановок потребителей и межотраслевых правил по охране труда (правила безопасности) при эксплуатации электроустановок и имеющие удостоверение на допуск к работам в электроустановках, прошедшие вводный инструктаж по охране труда и инструктаж по технике безопасности на рабочем месте с соответствующей записью в журнал по проведению инструктажа.

Персонал должен быть обучен методом оказания до врачебной (первой) помощи пострадавшим, должен быть обеспечен спецодеждой и спецобувью.

Для повышения безопасности персонала предусматриваются технические и организационные мероприятия.

7.1.2.3 Пожаровзрывоопасность

Источниками возникновения пожара могут быть устройства электропитания, где в результате различных нарушений образуются перегретые элементы, электрические искры и дуги, способные вызвать загорания горючих материалов, короткие замыкания, перегрузки. Источники взрыва – газовые баллоны, трубопровод под давлением.

Результатам негативного воздействия пожара и взрыва на организм человека являются ожоги различной степени тяжести, повреждения и возможен летальный исход.

Предельно – допустимая концентрация паров нефти и газов в рабочей зоне не должна превышать по санитарным нормам 300 мг/м^3 , при проведении газоопасных работ, при условии защиты органов дыхания, не должно превышать предельно – допустимую взрывобезопасную концентрацию (ПДБК), для паров нефти 2100 мг/м^3 .

К средствам тушения пожара, предназначенных для локализации небольших загораний, относятся пожарные стволы, огнетушители, сухой

					<i>Глава 7. Социальная ответственность при проведении анализа современных технологий сооружения магистральных трубопроводов в сейсмически опасных районах</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		133

песок, асбестовые одеяла, вода и т. п. Для предотвращения взрыва необходимо осуществлять постоянный контроль давления по манометрам в трубопроводе.

7.2. Экологическая безопасность

В ходе строительства магистральных трубопроводов в сейсмически опасных районах [11] возможные вредные воздействия для окружающей среды представлены в табл.7.2.

Таблица 7.2 Вредные воздействия на окружающую среду и природоохранные мероприятия

Природные ресурсы и компоненты ОС	Вредные воздействия	Мероприятия по предотвращению
<i>Земля и земельные ресурсы</i>	Повреждение почвенного слоя, сельхозугодий, загрязнение почвы нефтепродуктами при несанкционированных утечках, создание выемок, усиление эрозионной опасности, уничтожение растительности.	Работы по рекультивации нарушенных земель; соблюдение нормативов отвода земель; рациональное планирование мест и сроков проведения работ.
<i>Лес и лесные ресурсы</i>	Уничтожение, повреждение и загрязнение почвенного покрова, порубка при строительстве нитки трубопровода.	Мероприятия по охране почв; уборка и уничтожение порубочных остатков и другие меры ухода за лесосекой; попенная плата;
<i>Вода и водные ресурсы</i>	Загрязнение бытовыми стоками, использование артезианской воды для хозяйственно-питьевых нужд и проведения гидроиспытаний. Загрязнение в результате утечек.	Очистные сооружения для стоков; вывоз и захоронение остатков нефтепродуктов; отвод, складирование и обезвреживание сточных вод, уничтожение мусора.
<i>Воздушный бассейн</i>	Выбросы загрязняющих веществ (ЗВ) в период строительства (двигатели автотранспорта и строительной техники; дизельная электростанция (ДЭС); сварочный агрегат;	Использование биодизеля; установка на оборудование специальных клапанов, предотвращающих загрязнение атмосферы и сигнальных датчиков, оповещающих при выбросе ЗВ.
<i>Животный мир</i>	Усиление беспокойства диких животных в окружающих угодьях. Кроме того, при подводном переходе трубопровод создает вибрации, что оказывает воздействие на нерестилище рыб.	Планирование работ с учетом охраны животных

Согласно Приложениям 5,6 СанПиН 2.2.1/2.1.1.1200-03 [12] определяется величина санитарно-защитной зоны. Рекомендуемые минимальные расстояния от магистральных трубопроводов представлены в табл. 3, 4.

Таблица 7.3 Рекомендуемые минимальные расстояния от магистральных трубопроводов для транспортирования нефти

Элементы застройки	Расстояние в м при диаметре труб в мм			
	до 300	300-600	600-1 000	1 000-1 400
Города и поселки	75	100	150	200
Отдельные малоэтажные жилища	50	50	75	100
Гидротехнические сооружения	300	300	300	300
Водозаборы	3000	3000	3000	3000
Разрывы от магистральных нефтепроводов, транспортирующих нефть с высокими корродирующими свойствами, от продуктопроводов, транспортирующих высокотоксичные, раздражающие газы и жидкости, определяются на основе расчетов в каждом конкретном случае при обязательном увеличении размеров не менее чем в 3 раза.				

Таблица 7.4 Рекомендуемые минимальные разрывы от газопроводов)

Элементы застройки	Расстояние в м
Многоэтажные жилые и общественные здания	50
Малоэтажные жилые здания, теплицы, склады	20
Водопроводные насосные станции, водозаборные и очистные сооружения, артскважины *	30
* При этом должны быть учтены требования организации I, II и III поясов зон санитарной охраны источников водоснабжения.	

7.3. Безопасность в чрезвычайных ситуациях

7.3.1. Безопасность при сейсмических воздействиях

Для разработки проектов сооружения трубопроводов определение уточненных характеристик сейсмического воздействия должно производиться на основе детального сейсмического районирования и сейсмического микрорайонирования в районах сейсмичностью 6 баллов и выше. Материалы изысканий должны содержать:

характеристику структурно-тектонической обстановки и сейсмического режима района строительства в радиусе 50-100 км от площадки;

границы основных сейсмогенных зон и описание их сейсмологических характеристик (максимальные магнитуды, глубины очагов и эпицентральные расстояния, повторяемость землетрясений, сейсмичность площадки);

параметры расчетных сейсмических воздействий из всех выделенных зон с учетом структурно-тектонических особенностей района и инженерно-геологических условий площадки;

границы возможных зон возникновения остаточных деформаций в основании сооружения и оценку их величин при сильнейших землетрясениях;

наборы расчетных записей (акселерограмм, велосиграмм, сейсмограмм), моделирующих основные типы сейсмических воздействий на выбранной площадке.

При проектировании магистральных трубопроводов следует предусматривать возможность действия землетрясения в период строительства. Сейсмичность площадок строительства гидротехнических сооружений в этом случае следует снижать на один балл согласно СП 14.13330.2014* «Строительство в сейсмических районах»[12].

Поведение работника в такой ситуации согласно учебнику для вузов «Безопасность жизнедеятельности» [13] должно быть следующим:

-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;

-открыть двери помещений для того, чтобы обеспечить себе выход в случае необходимости;

-не пользоваться спичками, потому что может существовать опасность утечки газа;

-едва закончится первая серия толчков, покинуть здание;

					<i>Глава 7. Социальная ответственность при проведении анализа современных технологий сооружения магистральных трубопроводов в сейсмически опасных районах</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		133

-выходить из помещения, прижавшись спиной к стене, особенно если придется спускаться по лестнице;

На открытой местности:

-направляться к свободным пространствам, удаленным от зданий, электросетей и других объектов;

Оказавшись в толпе, следует:

-постараться не падать, иначе есть риск быть растоптанным;

-скрестить руки на животе, чтобы не сломали грудную клетку;

-нужно следовать плану, разработанному органами гражданской обороны.

7.3.2. Безопасность при пожаре

Пожаром называется неконтролируемое горение вне специального очага, наносящее материальный ущерб.

В соответствии с Федеральным законом Российской Федерации от 22 июля 2008 г. N 123-ФЗ "Технический регламент о требованиях пожарной безопасности" [14] по оценке пожарной опасности производства магистральные нефтепроводы относятся к категории А.

Для предупреждения пожаров от короткого замыкания, перегрузок, необходимы правильный выбор, монтаж и соблюдение установленного режима эксплуатации электрических сетей.

Мероприятия, необходимые для предупреждения пожаров:

– устанавливается охранная зона в соответствии с СП 36.13330.2012.

Магистральные трубопроводы;

– за состоянием линейной части магистральных нефтепроводов должен осуществляться постоянный контроль;

– при осмотре переходов нефтепроводов через железные и автомобильные дороги всех категорий необходимо уделять особое внимание выявлению возможной утечки продукта;

– сооружения защиты от разлива нефти (обвалования, траншеи, сборники) должны содержаться в исправности, своевременно ремонтироваться, очищаться от продукта и заиливания;

					Глава 7. Социальная ответственность при проведении анализа современных технологий сооружения магистральных трубопроводов в сейсмически опасных районах	Лист 133
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

– запрещение курения в неустановленном месте.

Для тушения пожаров можно применять:

– огнетушители;

– песок.

Планы эвакуации представляют собой схемы, на которые нанесены контуры помещений, коридоров, лестничных маршей в зданиях и сооружениях, где могут находиться и работать люди. На этих схемах условными обозначениями (элементами) указаны пути эвакуации, эвакуационные и аварийные выходы, места расположения противопожарного оборудования, аварийных телефонов связи, средств первой медицинской помощи и дополнительных средств спасения (например, противогазы и т. д.).

7.3.3 Аварийный разлив нефти

Аварийные разливы нефти и нефтепродуктов, имеющие место на объектах нефтедобывающей и нефтеперерабатывающей промышленности, при транспорте этих продуктов наносят ощутимый вред экосистемам, приводят к негативным экономическим и социальным последствиям.

В связи с увеличением количества чрезвычайных ситуаций, которое обусловлено ростом добычи нефти, износом основных производственных фондов (в частности, трубопроводного транспорта), а также диверсионными актами на объектах нефтяной отрасли, участившимися в последнее время, негативное воздействие разливов нефти на окружающую среду становится все более существенным. Экологические последствия при этом носят трудно учитываемый характер, поскольку нефтяное загрязнение нарушает многие естественные процессы и взаимосвязи, существенно изменяет условия обитания всех видов живых организмов и накапливается в биомассе.

Для предупреждения разливов нефти предусмотрены следующие организационно-технические решения:

– соблюдение норм технологического режима;

– проведение технического освидетельствования, профилактического осмотра и диагностики оборудования;

					<i>Глава 7. Социальная ответственность при проведении анализа современных технологий сооружения магистральных трубопроводов в сейсмически опасных районах</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		133

- регулярное патрулирование трассы нефтепровода оперативным персоналом;
- автоматизация управления технологическим процессом;
- оснащение технологического оборудования средствами контроля и регулирования технологических параметров;
- защита подземных коммуникаций от коррозии станцией катодной защиты;
- установка медносульфатных электродов длительного действия, датчиков электрохимического потенциала и скорости коррозии для контроля за защищенностью.

7.4 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности

В России, являющейся одной из крупнейших нефтепроизводителей, трубопроводное законодательство фактически отсутствует. Единственным правовым актом, на уровне федерального закона, регулирующим имущественные отношения в этой сфере, является Гражданский кодекс РФ. При этом поскольку строительство магистрального нефтепровода 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, страхования, агентирования, купли-продажи и т.д.), то нормы кодекса применяются в общих чертах с отсылкой на условия в договоре, согласно автореферату «Правовое регулирование строительства магистральных нефтепроводов России: гражданско-правовой аспект» [14].

Необходимым условием сохранения и развития российского нефтегазового комплекса является его подконтрольность государству, которая вытекает из нормативных правовых актов (ФЗ «О техническом регулировании», ФЗ «О естественных монополиях», ФЗ «Об экологической экспертизе» и т.д.).

В области строительства магистральных нефтепроводов уже долгое

					Глава 7. Социальная ответственность при проведении анализа современных технологий сооружения магистральных трубопроводов в сейсмически опасных районах	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		133

время решается вопрос о принятии федерального закона «О магистральном трубопроводном транспорте». ОАО «АК «Транснефть», будучи единым оператором по транспортировке нефти российских производителей по магистральным нефтепроводам СНГ и стран Балтии, рассматривает указанный закон как один из базовых отраслевых законов, призванных обеспечить регулирование правовых, экономических и организационных отношений в сфере создания, развития и функционирования систем магистрального трубопроводного транспорта.

					<i>Глава 7. Социальная ответственность при проведении анализа современных технологий сооружения магистральных трубопроводов в сейсмически опасных районах</i>	Лист
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		133

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Анализ нормативных документов в области сооружения магистральных нефтегазопроводов показал, что в РФ не существует каких-либо дополнительных требований, регламентов и методик для выполнения специальных расчетов на прочность и обеспечение несущей способности трубопровода при сейсмических воздействиях, направленных по нормали к продольной оси трубопроводов, а также при пересечении трубопроводом тектонических нарушений и разломов.

Анализ сейсмических показателей выявил, что основной составляющей сейсмического воздействия, приводящей к разрушению нефтепровода, является сила, которая направлена по нормали к оси трубопровода. Сейсмическое воздействие с амплитудой от 7 баллов способно привести к разрушению нефтепровода, а сильные горизонтальные и вертикальные деформации грунтов могут стать причинами аварий. Примером может служить случай, произошедший в мае 1995 года на севере острова Сахалин в районе г. Нефтегорска. Там произошло несколько магистрального нефтепровода, который принадлежал компании «Сахалинморнефтегаз». Такие катастрофы в практике встречаются редко, но даже незначительная сейсмическая активность может привести к активации оползней или селей, что влечет за собой дополнительные нагрузки на трубопроводы.

В работе был проведен расчет характеристик трубопровода, подверженного сейсмическим воздействиям и сравнены показатели сейсмоустойчивости, рассчитанной различными методами: по СП 36.13330.2012, «Guidelines for seismic design of buried pipelines» by National Information Center of Earthquake Engineering (NICEE) at Indian Institute of Technology Kanpur.

					<i>«Анализ современных технологий сооружения магистральных трубопроводов»</i>			
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата				
Разраб.		Новиков С.Д.			Заключение	Лит.	Лист	Листов
Руковод.		Антропова Н.А.					131	156
Консульт.						НИ ТПУ гр.2БМ6Б		
Рук-ль ООП		Бурков П.В.						

аким образом, целесообразным считается применение при проектировании магистральных трубопроводов документа «Guidelines for seismic design of buried pipelines» by National Information Center of Earthquake Engineering (NICEE) at Indian Institute of Technology Kanpur. Ветодики, представленные именно в этой работе учитывают взаимодействие трубопровода с грунтом как при параллельно направленном положении, так и при поперечном.

Кроме расчетов необходимы специальные меры по обеспечению дополнительной сейсмоустойчивости. Поэтому необходимо искать специальные конструктивные и технологические решения, повышающие сейсмостойкость трубопровода. Например, устанавливать компенсаторы, усиливать жесткость трубы, устраивать траншеи с пологими откосами, сооружать специальные грунтовые основания, применять демпфирующую обкладку, легко деформируемые и пластичные материалы и т.д.

После проведения сравнительной характеристики применяемых технических решений для обеспечения устойчивости трубопровода при воздействии на него сейсмических нагрузок, было выяснено, что из всех методов наиболее эффективными являются устройство специальной демпфирующей обкладки. Это решения позволяют обеспечить целостность трубопровода при сейсмических воздействиях с амплитудой 9 баллов включительно.

Устранить пересечение трубопроводами зон тектонических нарушений невозможно, поэтому так важно предусмотреть все возможные варианты использования методов и технологий, позволяющих обеспечить защиту от геотектонической активности.

Использование результатов исследования дало возможность выявить слабые места в существующих конструкциях трубопроводов, определить способы их усиления, обосновать выбор адекватных условиям прокладки конструктивных решений и тем самым определить необходимые методы инженерной защиты трубопроводов в сейсмически опасных зонах.

					<i>Заключение</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		132

Устранить пересечение трубопроводами зон тектонических нарушений невозможно, поэтому так важно предусмотреть все возможные варианты использования методов и технологий, позволяющих обеспечить защиту от геотектонической активности.

					<i>Заключение</i>	<i>Лист</i>
						133
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		

Список использованных источников:

1. Андреева Е.В. Разработка методики оценки несущей способности подземных магистральных трубопроводов в сейсмически опасных зонах - М.: Издательство «НЕФТЬ и ГАЗ» РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина, 2009. – С. 138.

2. Валеев А.Р., Зотов А.Н. Новые констативные методы повышения сейсмостойкости трубопроводов. [Электронный ресурс]// Электронный научный журнал Нефтегазовое дело, 2010, №1, с.7/ - Режим доступа: http://ogbus.ru/authors/Valeev/Valeev_2.pdf

3. Арефьев С.С. Эпицентральные сейсмические исследования. Монография / С.С. Арефьев. - М.: РПСЦ Академкнига, 2003. - 375 с.

4. Шеблин Н.В. Источники и воздействие разрушительных сейсмических колебаний. Сб. науч. тр. / Редкол - М.: Наука, 1990.-159 с.

5. Шмидт О.Ю. Сейсмически опасные зоны России согласно данным Института физики Земли им. РАН [Электронный ресурс] // - Режим доступа: <http://www.ifz.ru/>

6. Андреева Е.В. Пересечение тектонических разломов трубопроводом // Магистральные и промысловые трубопроводы: проектирование, строительство, эксплуатация, ремонт. Научно-технический сборник №4. - М.: РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина, 2005. - 79-85 с.

7. Дягилев Р.А. Микросейсмическое районирование. Учеб.-метод. пособие / Р.А. Дягилев, Д.А. Маловичко. - Пермь, 2007. - 89 с.

8. СП 36.13330.2012 Магистральные трубопроводы. Актуализированная редакция СНиП 2.05.06-85*. – М.: Федеральное агентство по техническому регулированию и метрологии, 2013. – 96 с.

					<i>«Анализ современных технологий сооружения магистральных трубопроводов в сейсмически опасных районах»</i>			
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>				
<i>Разраб.</i>		Новиков С.Д.			Список использованных источников	<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Руковод.</i>		Антропова Н.А.					134	157
<i>Консульт.</i>						НИ ТПУ гр.2БМ6Б		
<i>Рук-ль ООП</i>		Бурков П.В.						

9. Шац М. М. Состояние и перспективы Восточной газовой программы // Трубопроводный транспорт, 2011, №3, с.64.
10. Крылов СВ. Сейсмические исследования литосферы Сибири. Избран, тр. / СВ. Крылов. - Новосибирск: Гео, 2006. - 345 с.
11. Пионт Д.Ю., Основные аспекты проектирования магистральных трубопроводов на участках пересечения активных тектонических разломов/ Пионт Д.Ю., Трушин Р.С // Наука и технологии трубопроводного транспорта нефти и нефтепродуктов, 2014, №3, с.46-53.
12. СП 14.13330.2011 Строительство в сейсмических районах. Актуализированная редакция СНиП II-7-81*– М.: Федеральное агентство по техническому регулированию и метрологии, 2012. – 167 с.
13. Johnson E. R. Permafrost-related performance of the Trans-Alaska oil pipeline // Proc., 9th Int. Conf. on Permafrost. Fairbanks, AK, USA. – 2008. – P. 857- 864. 11.
14. Иваницкая Е. В. Опыт мониторинга уникального трансаянского нефтепровода // Наука и технологии трубопроводного транспорта нефти и нефтепродуктов. – 2011. – № 1. – С. 96-101.
15. Гехман А.С., Вопросы проектирования трубопроводов и специальных сооружений в сейсмических районах / Гехман А.С., Меликян А.А // Научно-технический обзор. -М.: ВНИИЭ Газпром, 1973.
16. Вулканизм, сейсмичность и окружающая среда. Материалы конференции исследователей и специалистов, Петропавловск-Камчатский, 133 10-11 окт. 2001 г. / Ин-т вулканологии. - Петропавловск-Камчатский, 2002. - 52 с.
17. Издательский Дом Нефть и Капитал [Электронный ресурс] // Трубопроводная система "Восточная Сибирь - Тихий океан"/ - Режим доступа: <http://www.oilcapital.ru/transport/context/vsto.html>
18. Рудаченко А.В. Исследование напряженно-деформированного состояния трубопроводов. Учеб.-метод. пособие / Рудаченко А.В., Саруев А.Л. - Томск, 2011. - 136 с.

					Список использованных источников	Лист
						135
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

19. Фрост С.Р. Применение композитных материалов в нефтяной индустрии. Тема: Волоконные компоненты армирования 1998 г. Издательский дом «Вудхед», Кембридж, Англия, 1998. —84 с.

20. Чигиринов А.А., Габелая Г.Р., Андреева Е.В. Выбор технических решений по прокладке ВСТО на участках с опасными инженерно-геологическими процессами// Трубопроводный транспорт, 2007, №4, с.104.

21. Габионы маккаферри СНГ [Электронный ресурс]// Защита от опасных геологических процессов /- Режим доступа: <http://www.massaferrri.ru>

22. Методические рекомендации по сбору инженерно-геологической информации и использованию табличных геотехнических данных при проектировании - Москва, 1981.-84 с.

23. НП-031-01. Нормы проектирования сейсмостойких атомных станций. – М.: ЦНИИСК им.В.А.Кучеренко, 2002г. – 200 с.

24. «Guidelines for seismic design of buried pipelines» by National Information Center of Earthquake Engineering (NICEE) at Indian Institute of Technology Kanpur – India, Kanpur, 2007 – 105 p.

25. Шмурыгин В.А., Крец В.Г., Перовский К.В. Методические указания по выполнению практических и курсовых работ. – Томск: ТПУ, 2005.- 43с.

26. Прайс-лист геоматериалов фирмы «Изолюкс» [Электронный ресурс]/ – Режим доступа к ст.: <http://www.tsstrade.ru/catalogue/geosintetiki>

27. Каталог труб раструбных дренажных ПВХ [Электронный ресурс]/ – Режим доступа к ст.: <http://www.komfort.ru/catalog/a092715.html>

28. Приказ Министерства труда и социальной защиты РФ от 25.12.12 N 625н «Об утверждении Классификации видов экономической деятельности по классам профессионального риска».

29. СанПиН 2.2.2/2.4.1340-03 Гигиенические требования к персональным электронно-вычислительным машинам и организации работы. – М.: Минздрав России, 2003г. –71 с.

					<i>Список использованных источников</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		136

30. СНиП 2.04.05-91*. Отопление, вентиляция и кондиционирование. – М.: ВНИИПО проектный институт «Промстройпроект», 1991г. –56 с.
31. ГОСТ 12.0.003-2015 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Опасные и вредные производственные факторы. – М.: ООО «Экожилсервис», 2015, –10 с.
- 32.ГОСТ 12.1.004-91 ССБТ. Пожарная безопасность. Общие требования. – М.: МВД СССР, 1991, – 83 с.
33. ГОСТ 12.1.005-88 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны. – М.: Минздрав СССР, 1988г. –71 с.
34. ГОСТ 12.1.003-83. ССБТ. Шум. Общие требования безопасности. – Введ. 01.07.1984. – М.: Изд-во стандартов, 1983. – 13 с.
35. СанПиН 2.2.4.548-96 Гигиенические требования к микроклимату производственных помещений. – М.: Минздрав России, 1997г. –16 с.
36. СНиП 23-05-95* Естественное и искусственное освещение. – М.: НИИСФ, 1995г. –50 с.
37. Правила устройства электроустановок (ПУЭ) 6-ое издание. – М.: Госэнергонадзор, 2000г. – 124 с.
- 39.Кнорринг Г.М. Справочная книга для проектирования электрического освещения / Под ред.- М.: Энергия, 1976. - 384 с.
40. Степанова, Л. П. «Особенности работоспособности в условиях монотонной деятельности» / Л.П. Степанова, В.И. Рождественская // Вопросы психологии : издается с 1955 года / Ред. А.М. Матюшкин, А.В. Брушлинский. – 1986. – №3 май-июнь 1986. – с. 121-127.
41. Методические указания по разработке раздела «Производственная и экологическая безопасность» выпускной квалификационной работы для

					<i>Список использованных источников</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		137

студентов Института геологии и нефтегазового дела всех форм обучения /Сост. Н.В. Крепша, Ю.Ф.Свиридов. – Томск: Изд-во ТПУ, 2007. – 50 с.

42. СанПиН 2.2.1/2.1.1.1200-03 Санитарно-защитные зоны и санитарная классификация предприятий, сооружений и иных объектов. – М.: Минздрав России, 2003г. – 56 с.

43.Л. А. Михайлов, В. П. Соломин, А. Л. Михайлов, А. В. Старостенко и др.Безопасность жизнедеятельности: Учебник для вузов / — СПб.: Питер. — 302 с.: ил., 2006

44. Федеральный закон Российской Федерации от 22 июля 2008 г. N 123-ФЗ "Технический регламент о требованиях пожарной безопасности"

45. Анисина К.Т. Правовое регулирование строительства магистральных нефтепроводов России : гражданско-правовой аспект: Диссертация/- Российская правовая академия Министерства юстиции Российской Федерации, Москва, 2009.

46. Richard A. Fineberg. Seismic Risk and the Onshore Pipeline Portion of Sakhalin Energy Investment Company's. Sakhalin_II Phase 2 Project: Unanswered questions. / A Report to Sakhalin Environment Watch and WWF Russia. Alaska. – 2004. – 66р.

47. Project to drill into Earth fault / Maggie Shiels [Электронный ресурс] – Режим доступа к ст.: <http://news.bbc.co.uk/2/hi/science/nature/3293947.stm>

48. Slavko Zdravkovic, Biljana Mladenovic, Dragan Zlatkov «SEISMIC HAZARD IN THE DESIGN OF OIL AND GAS PIPELINES» University of Nis, The Faculty of Civil Engineering and Architecture, Serbia. FACTA UNIVERSITATIS Series: Architecture and Civil Engineering Vol. 9, No 2, 2011, pp. 231 - 240 DOI: 10.2298/FUACE1102231Z

					<i>Список использованных источников</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		138

**Форма титульного листа приложения для раздела ВКР,
выполненного на иностранном языке**

Приложение (А)

Раздел (2)

(Определение видов сейсмических воздействий на магистральные трубопроводы)

Студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ6Б	Новиков С.Д.		19.05.2018

Консультант кафедры _____ (ИЯПР) _____ :

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
доцент ОИЯ ШБИП	Коротченко Т. В.	к.ф.н., доцент		19.05.2018

Консультант – лингвист кафедры _____ (ИЯПР) _____ :

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
доцент ОИЯ ШБИП	Коротченко Т. В.	к.ф.н., доцент		19.05.2014

Приложение А.

BASIC PRINCIPLES OF SEISMIC HAZARD DESIGN

Fragility relations for segmented buried pipelines has been a topic of interest in the lifeline earthquake engineering community for the past 35 years. Until recently, they have been based almost exclusively upon observed damage rates in past earthquakes. Recently O'Rourke and Vargas-Londono have presented results from an analytical model which are remarkably consistent with observed seismic damage to small diameter cast iron pipe. Herein the analytical model will be used to determine the influence of diameter on seismic behavior of cast iron pipes, arguable the most common pipe material in the United States.

The influence of diameter is considered particularly important since in comparison to smaller diameter distribution network pipe, larger diameter transmission lines have a stronger impact on immediate post-event serviceability. They take longer to repair thereby lengthening outage durations, and are costlier to repair.

An analytical approach for determination of large diameter pipe behavior is particularly useful since statistically valid observation of transmission pipe damage is much more difficult to obtain than statistically valid observations of distribution network pipe damage. As noted by O'Rourke and Deyoe, for a given damage rate (repairs/km) there is a corresponding minimum sample size in terms of pipeline length. For example, a moderate wave propagation related repair rate of 0.10 repairs/km requires a sample size of 138 km of pipe to ensure that the sampled repair rate is within 50% of the true value with 95% confidence. The area of strong shaking would need, as a minimum, to be about 70 km in radius so that a single nominally straight transmission line could be exposed over 138 km of its length.

However, for a distribution network with pipe buried along each N-S street, N-S streets being separated by 0.1 km, the area of strong shaking would only need to be about 2.1 km in radius. That is, the difference between a line (large diameter transmission) and a grid (small diameter distribution) is about 1.5 orders of magnitude in radius (2.1 km vs 70 km) and about 3 orders of magnitude in area (13.8

km² vs 15,386 km²). Hence an analytical relation for seismic damage to larger diameter transmission pipe would be particularly useful due to the difficulty in obtaining statistically valid empirical observations.

2. Fragility relations

Over the years, fragility relations for buried segmented pipe have taken many forms. Katayama et al. (1975) developed one of the first, in which seismic damage (in repairs per kilometer) to primarily segmented cast iron pipe is plotted as a function of peak ground acceleration. Subsequently, Eguchi [4], 1991 separated “ground shaking” or wave propagation (WP) damage from Permanent Ground Deformation (PGD) damage. For WP, the author presents a bilinear relation between repairs per 1000 feet and Modified Mercalli Intensity (MMI). Following Eguchi's lead, most subsequent relations consider WP damage separately from PGD damage. For example, Barenberg, and the American Lifeline Alliance all present relations between WP repair rates versus peak ground velocity V_{max} . This recognizes that V_{max} is arguably a better measure of the WP hazard than MMI.

In terms of PGD damage, Porter et al. present bilinear relations between pipe breaks per 1000 ft. and ground displacement for five different pipe materials. Eguchi and ALA present somewhat similar PGD relations.

The most recent change in empirical observation based fragility relations occurred in 2004 when O'Rourke and Deyoe established fragility curves wherein pipe damage is presented as a function of ground strain. The use of ground strain as the independent variable has two advantages. First, ground strain is arguably a more direct and better measure of the seismic hazard to buried pipelines. Secondly, with ground strains characterizing the hazard, both WP and most PGD damage can be plotted on the same graph. Note that fault rupture/abrupt ground offset is the only significant pipeline hazard that cannot be properly characterized by ground strain.

Subsequently O'Rourke et al. developed a revised ground strain relation based on the addition of four PGD data points from the 1999 Izmit Turkey event and the use of an incoherence consistent S wave propagation velocity. Fig. 1 shows the

resulting plots of repair rate versus ground strain. In Fig. 1, both the linear in log-log space and the bilinear in log-log space relations are shown. Note that the bilinear relation shows the increase in repair rate with increase in ground strain (i.e., the slope of the line) is steeper for low values of the hazard and flatter for high values of the hazard. As such, the general shape of the bilinear relation in Fig. 1 is consistent with the 1991 Eguchi WP and the 1991 Porter et al. PGD relationships.

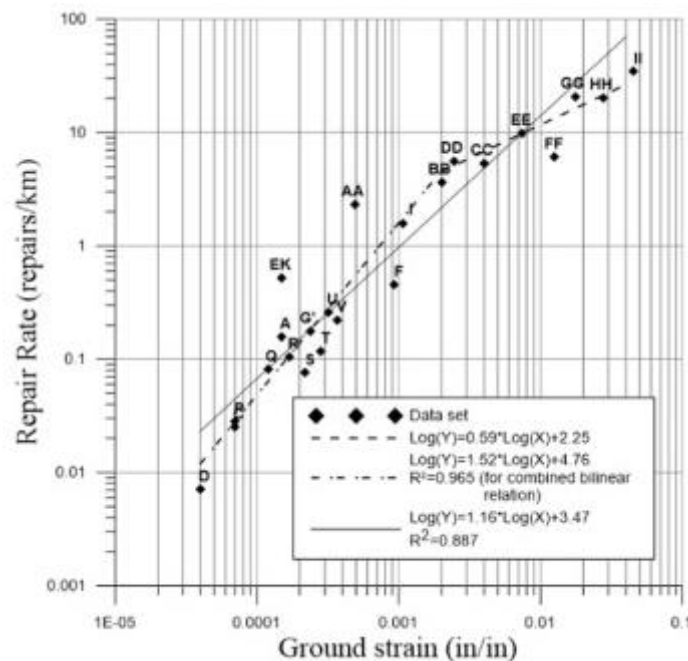


Fig. 1. Empirical Repair Rate (repairs/km) from O'Rourke, et al. (2015) – Linear and Bilinear

In Fig. 1, the single letter data points (A, C, etc.) as well as EK are for WP damage, while the double letter data points (AA, BB, etc.) are for PGD damage. Hence the WP ground strains are generally less than 0.002 while the PGD ground strains are generally greater than 0.002. Note that there is a remarkable consistency over roughly four orders of magnitude of repair rate (three orders of magnitude of ground strain) when both WP and PGD damage is plotted versus ground strain. In Fig. 1 the R2 value for the linear relation is 0.887 while the R2 value for the bilinear relation is 0.965. Furthermore, the PGD damage rates for cast iron (C.I.) and asbestos cement pipe in the Christchurch N.Z. earthquake swarm as reported by T. O'Rourke et al. [16] are generally consistent with Fig. 1.

The fact that diameter has a significant influence upon segmented pipeline response has been known for quite a while. For example, using data from the 1923 Kanto earthquake, Kubo et al. [8], observe that “there is a consistent tendency for damage to decrease with an increase in pipe diameter”. Specifically, the diameter modification factors were 1.0, 0.94, 0.68, 0.71, and 0.68 for diameters of 6, 8, 10, 12, and 30 in. respectively. Other researchers have offered empirical evidence or opinions on the influence of diameter on the seismic behavior of buried pipelines in general or cast-iron pipe in particular. In their study of the Memphis Water System, Okumura and Shinozuka [9], postulate a diameter modification factor, apparently for all pipe materials, having a value of 1.0 for diameters less than 10 in., 0.5 for diameters between 10 and 20 in., 0.2 for diameters between 20 and 40 in., and 0.0 for diameters of 40 in. and above.

Similarly, Honegger [6] presents a “bounding trend” line which suggests diameter modification factors, again apparently for all materials, of 1.0 for diameters of 16 in. or less, and factors of 0.85, 0.31 and 0.063 for diameters of 24, 28, and 60 in. respectively.

ALA [1] shows that there was apparently little influence of diameter for C.I. pipe damage in the 1989 Loma Prieta event. Specifically, the diameter modification factor was 1.0, 0.92, 0.90 and 0.59 for pipe diameters of 6, 8, 10–12, and 16–20 in. respectively.

In their detailed study of the 1994 Northridge event, O’Rourke and Jeon [15] present a best fit line to a plot of repair rate versus diameter for C.I. pipe. The resulting diameter modification factors are 1.0, 0.81, 0.60, and 0.36 for 6, 8, 12 and 20-in. diameters respectively.

Finally, ALA [1] presents repair rates for C.I. pipe in the 1995 Kobe event. The resulting diameter modification factors are 1.0, 0.91, 0.46 and 0.16 for diameters in the 4–6- inch, 8–10-in., 12–18-in. and 20-in. or greater ranges.

The diameter modification factors for all segmented pipe materials (Okumura and Shinozuka, and Honegger) as well as the C.I. specific relations (Kanto, Loma Prieta, Northridge and Kobe) are presented in Fig. 2. Note that except for the

Honegger “bounding” relation, the behavior is similar up to about 20 in. That is, the diameter modification factor is 1.0 for 6-in. diameter pipe, about 0.6 for 12-in. diameter and about 0.5 for 18-in. diameter pipe. Unfortunately, the variation in the modification factors increases as the diameter increases. For example, for a 60-in. diameter pipe, the modification factors range from zero (Okumura and Shinozuka) to 0.16 (Kobe) with Honegger in the middle with a modification factor of 0.063.

Mechanics based analytical models are used to estimate the influence of diameter on the seismic response of cast iron pipe. The predominately wave propagation analytical model (ground strains of roughly 0.005 or less, damage rates of roughly 2.0 repairs per kilometer or less), as expected, show a decrease in damage rates with increasing diameter. The analytically determined damage rates for 6-in. diameter pipe are generally consistent with existing empirical fragility relations. This is likely due to the fact that smaller pipe diameters (6-in. diameter in particular) typically are by far the most common pipe diameter. For example, according to O'Rourke and Jeon [16], about 47% of the cast iron water supply pipe affected in the Northridge earthquake was 6-in. in diameter. Furthermore, 85% of the affected cast iron pipe had a diameter of 8 in. or less. That is, since 6-in. pipe form the basis for existing empirical relations, it is not surprising that the analytical model result for 6-in. pipe nominally match the empirical fragility relation. The diameter modification factors for diameters in the 12–30-in. range are reasonably consistent with empirical estimates by others. For example, the observation/opinion based diameter modification factors for 30-in. diameter cast iron pipe range from 0.68 (Kubo et al. – 1923 Kanto earthquake) to 0.16 (ALA – 1995 Kobe earthquake), while the mechanics based analytical model for low ground strains results in a factor of 0.52.

For larger pipe diameters, the mechanics based analytical model generally suggest somewhat larger damage rates than those from the observation/opinion based relations. For example, for 60-in. cast iron pipe, the existing empirical modification factors range from zero to 0.16, while the analytical model

modification factor of 0.29. This difference may well be due to the aforementioned difficulty in obtaining a statistically acceptable sample for larger diameter pipe.

The diameter effects from the exclusively PGD analytical model (ground strains of roughly 0.005 and larger, damage rates of roughly 2.0 repairs/km and larger) are more complex. For a ground strain of 0.005, the exclusively PGD model suggests diameter modification factors of 0.4 and 0.2 for diameters of 30 and 60 in. respectively, somewhat similar to those from the predominately wave propagation model (0.52 and 0.29 respectively). However, for higher ground strains, the diameter effect disappears. For example, at a ground strain of 0.010, the diameter modification factors range between 1.0 and 1.2. That is, some pipes have estimated repair rates larger than the 6-in. rate. At such high ground strains, the cast iron segmented pipeline consists essentially of leaking joints and pipe segments in transition regions. As such further increases in ground strains results in minimal increases in pipe damage.

The following observations and information provide general background on seismic hazards and their relationship to pipeline routing and design [46].

1. Ninety percent (90%) of the world's earthquakes occur on ten percent (10%) of the earth's surface. That portion of the surface where earthquakes are most likely to occur is in the interface between the dozen or so large, interlocking plates that form the earth's crust.

The Earth's rigid outer shell, or lithosphere, is broken into a mosaic of oceanic and continental plates which can slide over the ppermost layer of the Earth's mantle. The plates are in constant motion. Where they interact, along their margins, important and sometimes violent geological processes, such as the formation of mountain belts, earthquakes, and volcanoes, take place.

2. Earthquakes can cause sudden, large movements of the earth at faults, which are fractures in the earth's crust. Earth scientists know the regions of the earth where these events are most liable to occur. But within those regions, they have no idea exactly where or when the next major earthquake will occur.

“Our current knowledge of fault zone processes is so poor that not only are we unable to make reliable short-term earthquake predictions, we don’t know whether such predictions are even possible.” Professor Mark Zoback, Stanford University.

3. The investigation of sites for possible hazard of surface fault rupture is a deceptively difficult geologic task the evidence for identifying active fault traces is generally subtle or obscure and the distinction between recent active and long-inactive faults may be difficult to make.

4. Large earthquakes can and do occur on faults classified inactive. For example in October 1999, a major earthquake at Hector in California’s Mojave Desert created a 40-meter long surface rupture with as much as five meters of slip on a fault that had not broken in at least 5,000 years and was classified by expert observers as inactive.

5. The San Andreas Fault in the western United States (perhaps the most studied fault in the world) demonstrates the uncertainty of earthquake recurrence. The San Francisco earthquake of 1906 culminated 70 years of major earthquakes on the fault, but it remained relatively quiet thereafter for another 73 years. More recently, several major earthquakes have occurred in the San Francisco area.²⁹

6. The temporal clustering of earthquakes suggests that in many places, the assumption of random occurrence through time may not be valid. One reason for the difficulty establishing earthquake timing is that the release of strain along one part of a fault system may actually increase the strain on another part.³⁰

7. The estimated return period for an earthquake (sometimes expressed in terms of intervals ranging from 50 to 10,000 years) is a mathematical expression of probability. Experts caution that estimates of earthquake recurrence can be misleading because earthquakes do not occur on a regular cycle. This warning bears remembering when assessing risk analysis methodology: Before the Exxon Valdez oil spill, industry engineers estimated that a tanker sailing from the port of Valdez, Alaska could be expected to have a major oil spill only once every 241 years (the report estimated that a catastrophic oil spill could be expected once every 241 years).

This probability provided little comfort when the tanker ran aground in March 1989, before the end of the twelfth year of operations from Valdez.

8. One difficulty predicting earthquakes is that the processes within the Earth, where earthquakes originate, are not visible from the surface of the earth.

9. A second major problem predicting seismic effects is that surface disturbances resulting from earthquakes are liable to occur unexpectedly and at points distant from the locus of the earthquake's origin.

The largest inland earthquake on North America in almost 150 years occurred on Alaska's Denali Fault, approximately 100 kilometers west of the TAPS, on Nov. 3, 2003. The earthquake was 4.2 kilometers below the surface of the earth. In this reporting of preliminary data, note that surface movement at the fault increases as one moves away from the earthquake epicenter:

Table 7.1 – Characteristics of fault

Total length of fault rupture	320 km
Horizontal movement near epicenter (on previously unrecognized fault)	< 1.5 meters (5 feet)
Large landslides (approximately 80)	-
Horizontal movement of highway near TAPS (approx. 100 km east of epicenter)	2.5 meters (8 feet)
Horizontal offset of highway 100 km east of TAPS (approx. 200 km east of epicenter)	6.9 meters (22 feet)

10. There are two common ways to measure earthquake severity: (a) Magnitude indicates the energy released within the earth where the rupture initiated and (b) intensity represents the effects of an earthquake at the surface:

- a) Magnitude is measured on the Richter scale (a logarithmic scale, on which a magnitude 8.0 earthquake is 30 times more powerful than a 7.0).
- b) Intensity is typically rated by observed effects on a linear scale with 12 levels.

Project seismic requirements are stated in terms of the MSK intensity scale, which is a 12-point rating system quite similar to the Modified Mercalli Index (MMI) typically used in the United States.

11. “When strained in tension, corrosion-free steel pipe with arc-welded butt joints is very ductile and capable of mobilizing large strains, associated with significant tensile-yielding, before rupture.” However, seismic events may damage buried pipelines in a variety of ways that include strong ground motion at the time of the earthquake or permanent ground deformation (PGD) due to changes in the earth’s crust caused by seismic liquefaction and landslides.

“Buried pipelines generally cover large areas and are subject to a variety of geotectonic hazards. They can be damaged either by permanent movements of ground or by transient seismic wave propagation. Permanent ground movements include surface faulting, lateral spreading due to liquefaction, and landsliding. The hazard is usually limited to small regions within the pipeline network, however the potential for damage is very high.”

12. The principal methods of avoiding exposing pipelines to potentially damaging ground movement are re-routing and vertical isolation.

When alternate locations are unavailable, impractical, or cost prohibitive, isolation techniques can be used to mitigate against seismic damage to pipelines. In this case, the pipeline traverses the hazardous area but is isolated from the effects of large ground movement by realignment in the vertical direction. A classic example is the placement of the trans-Alaskan pipeline on above-ground, “goal post”- type supports at fault crossing locations. That is, for strike-slip faults there is enough “rattle-space” between the uprights such that the potential fault movement can be accommodated without overstressing the pipe. This method can be used for most types of PGD hazards; however, proper implementation often requires a low-friction sliding surface between the pipes and its horizontal supporting member.

For certain PGD hazards, the same objectives can be obtained by directional drilling technology. However, this technique cannot be used effectively at faults, since it is not possible to place the pipe “below” the fault.

Earthquakes generate three types of seismic waves: P (primary) waves, S (secondary) waves and surface waves, which arrive at seismic recording stations one after another. Both P and S waves penetrate the interior of the Earth while surface waves do not. Due to this, P and S waves are known as "body waves".

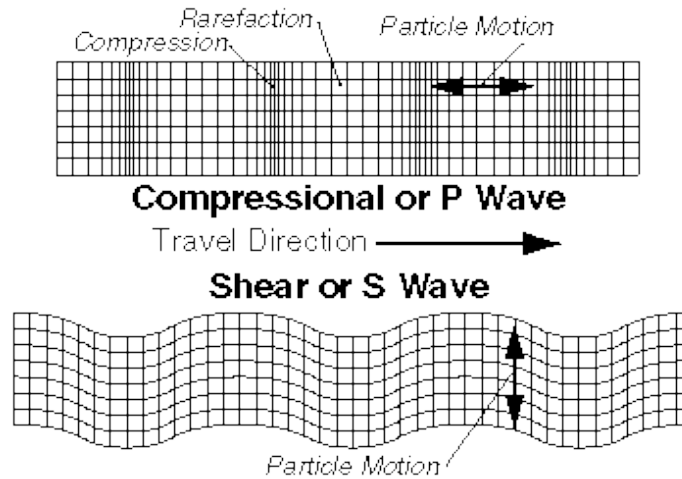


Figure 8.2 P- and S-waves

Occurrence of earthquake is one stochastic process from the statistical point of view that is mathematical model of considered physical system which changes in accordance with probability rules (Lomnitz, 1976). Poisson's statistical process represents a stochastic process, which expresses the position of individual accidental event (in our case an earthquake) in time. Based on results of the observation of real seismic activity, Poisson's model enables statistical prediction of future seismic activity characteristics relevant for definition of seismic hazard at the considered area.

As the basic source of data about earlier earthquakes on the territory of Serbia and surrounding areas catalogue of quakes is used in which chronologically are systematized all data from 1900 to 1970, (Catalogue is made for needs of regional Balkan-project).

Beside these the data about earthquakes for the period 1970-1985 was used. (Catalogue of Seismology institute of Serbia) so that the whole observation period is 85 years. Besides the map of epicenters of earlier earthquakes, for the purpose of designing of focus regions, data about tectonic, neotectonic and seismotectonic characteristics of the region. For each focus area possible magnitude values for

return period from 50 to 200 years are determined. 44 focus zones that have or can have an influence on seismicity in Serbia are designated at neighbour territories. The influences of far focuses are observed too, such as: Kečkemet, Vrančea, Rila, Berovo, Valandovo, Južni Jadran, Dubrovnik.

From the definition of seismic hazard, it is clear that the deterministic methods cannot be applied, but methods of mathematical statistic and probability theory. It outcomes also that seismic hazard is defined by three mutually depending elements such as: magnitude of ground vibration parameters, return period and probability of realization of such event.

These necessary elements for defining of seismic hazard can be analysed separately or explicitly expressed as their mutual dependence (Table 8.2).

Table 8.2 Dependence of parameters of potential focus

Seismic hazards

Earthquake phenomenon	Analysis of existing data: <ul style="list-style-type: none"> • seismological • geological • geophysical
Model of seismicity	Model of seismic source <ul style="list-style-type: none"> • The frequency of earthquakes • Decreasing of earthquake parameters
Mathematical model of earthquake appearing	<ul style="list-style-type: none"> • Poissons model • Markovs model • Bavesianmodels • Other models
Calculation of peremeters of seismic hazard	<ul style="list-style-type: none"> • Final commutative distribution function • Diagram of the return period • Seismic hazard maps • Other parameters

	•
Defining of level of seismic hazard	• Probability of earthquake with certain characteristics
Seismic risk	
Seismic project parameter	• Selection of a representative parameter
Seismic regulations	• Purpose of the building • The effects of earthquakes
Design for earthquake resistance- aseismic design	• Structural behavior
Information about construction	• Purpose of building • Type of structure • Quality • Exploitation period • Other data and information
Response of construction	
Damages	• Evaluating of the expected damages
Analysis of losses	• The ratio of damage-loss • Cumulative losses
Analysis of consequences	• Technical • Economic • Social
Consideration of project	• Risk assessment • Estimation of the level of acceptable
Decision making	• Choice of optimal structure

The most often, regarding further direct application, maximal seismic parameter in the frame of certain return period with defined probability is expressed. In the theory of probability different distributions are used, among which is already

mentioned Poisson's distribution, which is particularly used in seismic hazard design.

The following expression is used for Poisson's distribution:

$$P = \frac{m^x e^{-m}}{x!} \quad (8.1)$$

The same formula is used in determining probability of occurrence (n) of earthquake, with defined magnitude (M) in time (t) that can be written in the form:

$$P_{(n,t,\lambda)} = \frac{[\lambda(n)t]^n e^{-\lambda(M)t}}{n!} \quad (8.2)$$

where it is:

$P_{(n,t,\lambda)}$ - probability of occurrence n quakes of magnitude greater or equal M;

n - number of earthquakes;

m - number of repeatable cases;

λ - mid value of number of earthquakes with defined magnitude in time unit (one year). In that way λ is equal N.

As the relation between frequency of occurrence, that is number of earthquakes (N), and magnitude (M) is given by expression:

$$\log N = a - bM \quad (8.3)$$

$N = 10^{a-bM}$, $N = \lambda$, one obtains:

$$P_{(n,t,\lambda)} = \frac{[10^{a-bM}t]^n e^{-10^{a-bM}}}{n!} \quad (8.4)$$

where is:

N – number of quakes with defined magnitude M for determined number of years;

a,b – constants of relation which characterized the focus area.

For the purpose of occurrence probability of an earthquake the most important is to determine ratio between magnitude and occurrence frequency of that earthquake. Poisson's model, as it has been already said, is the most often used for seismic hazard calculation that is determining of the probability of acceleration

occurrence. In that case instead of magnitude (M), the acceleration excited by this magnitude is taken, while ratio between them is determinate by use of the

attenuation function:

$$F_{(n,a,t)} = \frac{\lambda(a)t^n e^{-\lambda(a)t}}{n!} \quad (8.5)$$

So, the probability of occurrence n accelerations in time t, with intensity higher or equal to a [48].

Comparisons to experience with the Trans-Alaska pipeline (TAPS)

A. Background

1. Alaska's experience with oil and gas development and the Trans2Alaska Pipeline System (TAPS) are frequently used as benchmarks for discussion of Sakhalin oil development projects.

2. TAPS was built between 1974 and 1977 by a consortium of eight major oil companies. At its peak in 1988 TAPS carried approximately 2.0 million bpd from Alaska's North Slope 800 miles (1,290 kilometers) to the ice2free port of Valdez.

Between 2000 and 2003, TAPS carried approximately 1.0 million bpd.

B. Above-Ground Fault Crossings on TAPS

1. In discussing the Sakhalin2II Phase 2 onshore pipelines, SEIC officials frequently suggest that TAPS was placed above ground at three active fault crossings due to permafrost – not seismic – considerations.

2. Approximately 420 miles of TAPS is elevated. In general, TAPS was placed above ground in order to prevent heat from the pipeline from causing thawing and settlement of permafrost.

3. TAPS also uses an elevated support system to cross active fault zones. The following authoritative sources confirm that seismic concerns – not permafrost – are the reason that TAPS was built above ground at fault crossings:

(a) According to the TAPS design basis manual, at the Denali Fault crossing, the pipeline is supported above the ground surface on beams in gravel berms in order

to accommodate the anticipated large ground movements and to prevent excessive pipeline strains.”

(b) According to the 1977 Alaska document compiled specifically to record the construction mode for each stretch of the pipeline and documented the reasons for that selection, for the 1,900-foot (0.6 km) section of the pipeline spanning the Denali Fault, “[a]n elevated support system . . . was chosen for this segment, rather than the otherwise equally suitable conventional burial mode, in order to provide more flexibility for the pipe to accommodate possible ground motion on the Denali Fault.”

At both ends of the fault crossing, the pipeline enters discontinuous permafrost and returns to normal elevated design used for crossing permafrost.

(c) TAPS is described in the Earthquake Engineering Handbook as a “classic example” of a pipeline that traverses a fault area above the ground so that “potential fault movement can be accommodated without overstressing the pipe.”

4. Defending its contention that TAPS is elevated at the Denali Fault crossing due to permafrost, SEIC recently stated that its position “is illustrated in the photo attached by the presence of heat exchangers on the top of the pile supports.”⁸⁶ (See Appendix C.) Careful examination reveals that SEIC’s photo and comments are irrelevant to the question: the two above ground support structures in the photograph SEIC provided do not lie within the 1,900-foot Denali Fault crossing zone; rather, these supports are located in the discontinuous permafrost that begins on the hill immediately to the north of the crossing zone.⁸⁷ Moreover, it is the pilings themselves that indicate the need for elevating TAPS – not the heat exchangers, as asserted by SEIC.

5. According to the TAPS design basis document, the Denali fault crossing was designed to accommodate potential pipeline movements of approximately 6.0 meters (20 feet) horizontally and 1.5 meters (five feet) vertically. By comparison, normally buried TAPS pipe in a soil ditch was expected to survive a two foot by two foot fault movement.

6. According to the seismic design criteria for TAPS, a major earthquake “could possibly lead to damage requiring repair. . . . (but) there should be no structural collapse or release of crude oil or hazardous substances, and functionality of essential control, communications, and emergency systems should be maintained without interruption.

D. Pipe Wall Thickness and Corrosion in Buried Pipelines

1. According to SEIC, heavier (thicker) pipe may be used to mitigate the risk of seismic damage at faults.

2. In reviewing the Denali Fault earthquake, informed TAPS engineers concluded that if TAPS had been buried “in a special fault crossing trench (loose backfill and sloped sides), it would have required much heavier wall pipe and local buckling likely would have occurred, hence requiring pipe repair and more extended downtime.”

3. Corrosion, which reduces pipe wall thickness, is one of the major risks to buried pipelines and a major causes of pipeline leaks.

4. Three significant factors that contribute to a corrosive soil environment are moisture, high acid content and the presence of other buried metal in the vicinity of a pipeline.

5. According to EIA(4), “In general, soils [along the Sakhalin2II Phase 2 pipeline route] tend to be boggy, fragile and podzolized.”

6. SEIC plans to bury a natural gas pipeline in the same right-of-way, generally separated by a distance of eight to 15 meters.

7. SEIC notes that although statutory corrosion protection requirements vary, “it is necessary to adopt such a procedure that would insure reliable protection against corrosion for 30-year operating life cycle at minimum cost.”

8. The following experience on TAPS is noteworthy in this regard:

(a) In 1975, a TAPS spokesman assured the author that corrosion would not be a problem on TAPS.

According to the TAPS representative, “the pipe is essentially inert and the Alaska environment is not hostile to the pipe. We don’t have many corrosive contaminants.”

(b) In 1988, significant corrosion was discovered on buried portions of TAPS. Since then, the TAPS owners have had to spend more than \$1 billion to weld short repair sleeves around patches of corrosion at more than 100 locations and replace more than eight miles of mainline pipe. The ability of corrosion to significantly reduce pipe wall thickness is indicated by the fact that in 2001 there were: [1] at least eight locations on TAPS where corrosion had eaten through more than 40 per cent of the pipeline wall; [2] 30 locations within three inches of a mainline girth weld where pipeline wall loss at specific corrosion pockets ranged between 30% and 39%; and [3] approximately 10 locations per year where anti-corrosion teams were digging up the pipeline to assess and repair corrosion damage to buried mainline pipe.

(d) Buried pipelines are significantly more susceptible to corrosion than above ground lines.

9. The presence of conditions conducive to corrosion cited above – such moist soils, acidic soils and metal in the ground – indicate the importance of careful review of (a) SEIC decisions for the on the Sakhalin2II pipeline route regarding pipe wall thickness¹¹⁰ and (b) SEIC’s pipe coating, anti-corrosion and corrosion inspection plan.

E. Pipeline Control Systems

1. EIA(4) acknowledges that the principal technical parameters influencing the magnitude of a spill include control system elements such as leak detection system performance, pump shutdown time and valves shut off time after pump shutdown.

2. SEIC’s statements regarding its still undeveloped leak detection system capabilities have been inconsistent.

(a) According to EIA(4), “whilst the design of the pipeline leak detection system has yet to be detailed, it will incorporate features such as “state of the art leak

system, which is estimated to have leak detection rates of around 1% of flow in any section of the pipeline.”

(b) More recently, SEIC has stated that the specifications for the oil pipeline leak detection system requires that for steady state conditions, the minimum detectable leak rate is 0.5% of the flow rate at that time.

(c) At expected throughput (195,000 bpd), the leak detection system could not detect any leak smaller than 975 bpd (133 tonnes). If SEIC realizes its hopes to increase throughput to 400,000 bpd, the minimum detectable leak would double.

3. Although critical, leak detection is only one aspect of the many control systems essential to safe pipeline operations. SEIC’s plan to bury the Sakhalin pipelines significantly increases the importance of assuring the careful design and integration of the pipeline control systems.

F. TAPS Construction Experience

1. Although the TAPS builders had several years to prepare for construction, field changes to construction plans resulted in confusion, delays and the necessity to go back and do the same job over again.

According to historian Robert Douglas Mead, unexpected conditions encountered during the construction of TAPS played a critical role in these difficulties.

2. The history of TAPS demonstrates the importance of establishing clear construction plans and standards before construction begins.

3. In view of the complexity of the regulatory framework in Russia, it may be difficult for government monitors to assure the establishment and implementation of appropriate design and construction standard.