

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

Институт природных ресурсов
 Направление подготовки (специальность) 21.03.01 «Нефтегазовое дело»
профиль «Эксплуатация и обслуживание объектов транспорта и хранения нефти, газа и
продуктов переработки»
 Кафедра Транспорта и хранения нефти и газа

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

Тема работы
«Современные технологии сооружения магистральных нефтепроводов в сейсмически опасных районах»

УДК 622.692.4.07:550.344

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б2А	Новиков С.Д.		

Руководитель

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
доцент	Кончакова Н.В.	к.г.-м.н, доцент		

КОНСУЛЬТАНТЫ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

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

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
старший преподаватель кафедры ЭБЖ	Алексеев Н.А.			

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

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

**ТРЕБОВАНИЯ К РЕЗУЛЬТАТАМ ОСВОЕНИЯ ПРОГРАММЫ БАКАЛАВРИАТА
21.03.01 Нефтегазовое дело**

Планируемые результаты обучения

<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 общекультурными, общепрофессиональными и профессиональными компетенциями</i>		
P1	Приобретение профессиональной эрудиции и широкого кругозора в области гуманитарных и естественных наук и использование их в профессиональной деятельности	Требования ФГОС ВО (ОК-1, ОК-2, ОК-3, ОК-4, ОК-5, ОК-7, ОК-8) (ЕАС-4.2a) (АВЕТ-3А)
P2	Уметь анализировать экологические последствия профессиональной деятельности в совокупности с правовыми, социальными и культурными аспектами и обеспечивать соблюдение безопасных условий труда	Требования ФГОС ВО (ОК-3, ОК-4, ОК-7, ОК-9) ПК-4, ПК-5, ПК-13, ПК-15.
P3	Уметь самостоятельно учиться и непрерывно повышать квалификацию в течение всего периода профессиональной деятельности	Требования ФГОС ВО (ОК-1, ОК-2, ОК-3, ОК-4, ОК-7, ОК-8, ОК-9) (АВЕТ-3i), ПК1, ПК-23, ОПК-6, ПК-23
P4	Грамотно решать профессиональные инженерные задачи с использованием современных образовательных и информационных технологий	Требования ФГОС ВО (ОПК-1, ОПК-2, ОПК-3, ОПК-4, ОПК-5, ОПК-6) (ЕАС-4.2d), (АВЕТ3e)
<i>в области производственно-технологической деятельности</i>		
P5	Управлять технологическими процессами, эксплуатировать и обслуживать оборудование нефтегазовых объектов	Требования ФГОС ВО (ПК-1, ПК-2, ПК-3, ПК-4, ПК-7, ПК-8, ПК-9, ПК-10, ПК-11, ПК-13, ПК-14, ПК-15)
P6	внедрять в практическую деятельность инновационные подходы для достижения конкретных результатов	Требования ФГОС ВО (ПК-1, ПК-5, ПК-6, ПК-10, ПК-12)
<i>в области организационно-управленческой деятельности</i>		
P7	Эффективно работать индивидуально и в коллективе по междисциплинарной тематике, организовывать работу первичных производственных подразделений, обеспечивать корпоративные интересы и соблюдать корпоративную этику	Требования ФГОС ВО (ОК-5, ОК-6, ПК-16, ПК-18) (ЕАС-4.2-h), (АВЕТ-3d)
P8	Осуществлять маркетинговые исследования и участвовать в создании проектов, повышающих эффективность использования ресурсов	Требования ФГОС ВО (ПК-5, ПК-14, ПК17, ПК-19, ПК-22)
<i>в области экспериментально-исследовательской деятельности</i>		
P9	Определять, систематизировать и получать необходимые данные для экспериментально-исследовательской деятельности в нефтегазовой отрасли	Требования ФГОС ВО (ПК-21, ПК-23, ПК-24, ПК-25, ПК-26)
P10	Планировать, проводить, анализировать, обрабатывать экспериментальные исследования с	Требования ФГОС ВО

<i>Код результата</i>	<i>Результат обучения (выпускник должен быть готов)</i>	<i>Требования ФГОС, критериев и/или заинтересованных сторон</i>
	интерпретацией полученных результатов с использованием <i>современных методов моделирования и компьютерных технологий</i>	<i>(ПК-22, ПК-23, ПК-24, ПК-25, ПК-26,) (АВЕТ-3b)</i>
<i>в области проектной деятельности</i>		
Р11	Способность применять знания, современные методы и программные средства проектирования для составления проектной и рабочей и технологической документации объектов бурения нефтяных и газовых скважин, добычи, сбора, подготовки, транспорта и хранения углеводородов	<i>Требования ФГОС ВО (ПК-27, ПК-28, ПК-29, ПК-30) (АВЕТ-3с), (ЕАС-4.2-е)</i>

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

Институт природных ресурсов
 Направление подготовки (специальность) 21.03.01 «Нефтегазовое дело» профиль
«Эксплуатация и обслуживание объектов транспорта и хранения нефти, газа и продуктов
переработки»
 Кафедра Транспорта и хранения нефти и газ

УТВЕРЖДАЮ:
 Зав. кафедрой

_____ Рудаченко А.В.
 (Подпись) (Дата) (Ф.И.О.)

ЗАДАНИЕ
на выполнение выпускной квалификационной работы

В форме:

бакалаврской работы

Студенту:

Группа	ФИО
2Б2А	Новикову Сергею Дмитриевичу

Тема работы:

«Современные технологии сооружения магистральных нефтепроводов в сейсмически опасных районах»

Утверждена приказом директора (дата, номер)	04.04.2016 г. №2587/с
---	-----------------------

Срок сдачи студентом выполненной работы:	06.06.2016г.
--	--------------

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:

Исходные данные к работе

(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.).

- 1) Магистральный нефтепровод;
- 2) Сейсмически опасные района Восточной Сибири и Дальнего Востока.

<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>	<p>1) Анализ современной практики и нормативных требований к сооружению магистральных трубопроводов, прокладываемых в сейсмически опасных зонах;</p> <p>2) Определение видов сейсмических воздействий на магистральные трубопроводы</p> <p>3) Сравнение эффективности вариантов технических решений для повышения устойчивости трубопровода в сейсмически опасных зонах</p> <p>4) Расчет нефтепровода на прочность, устойчивость и сейсмостойкость</p>
--	--

Перечень графического материала
(с точным указанием обязательных чертежей)

Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы
(с указанием разделов)

Раздел	Консультант
«Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»	Глызина Т.С., старший преподаватель кафедры ЭПР
«Социальная ответственность»	Алексеев Н.А., старший преподаватель кафедры ЭБЖ

Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику	08.02.2016г
---	-------------

Задание выдал руководитель:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
доцент	Кончакова Н.В.	К.Г.-М.Н., доцент		08.02.2016г

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б2А	Новиков С.Д.		08.02.2016г

РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа 110 с., 18 рис., 20 табл., 29 источников, 2 прил.

Ключевые слова: магистральный нефтепровод, землетрясение, сейсмическое воздействие, защита нефтепровода, технические решения.

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

Цель работы – анализ эффективности способов защиты и обеспечения сейсмической устойчивости нефтепроводов.

В процессе исследования проводился анализ видов сейсмических воздействий на магистральные нефтепроводы, нормативных требований к сооружению магистральных нефтепроводов, прокладываемых в сейсмически опасных районах, сравнение различных методов защиты магистральных нефтепроводов от сейсмического воздействия.

В результате исследования составлена сводная таблица, с помощью которой исходя из условий сооружения нефтепровода и необходимых характеристик его защиты, можно выбрать какой-либо метод.

Содержание:

Введение	10
Глава 1. Анализ современной практики и нормативных требований к сооружению магистральных трубопроводов, прокладываемых в сейсмически опасных зонах	12
1.1 Анализ параметров сейсмических воздействий	12
1.2. Анализ требований нормативных документов к строительству в сейсмически опасных зонах	18
Глава 2. Определение видов сейсмических воздействий на магистральные трубопроводы	22
2.1 Основные положения по учету сейсмических воздействий.....	22
2.2 Исследование воздействия сейсмических волн, направленных вдоль оси трубопровода	24
2.3 Исследование воздействия сейсмических волн, направленных по нормали к продольной оси трубопровода	26
Глава 3. Сравнение эффективности вариантов технических решений для повышения устойчивости трубопровода в сейсмически опасных зонах	29
3.1 Варианты технических решений для повышения устойчивости трубопроводов	30
3.1.1 Установка компенсаторов сейсмических воздействий.....	30
3.1.2 Установка «интеллектуальных вставок»	33
3.1.3 Применение пластичных материалов	35
3.1.4 Увеличение степеней перемещения трубопровода	37
3.2. Выбор технического решения, обеспечивающего сейсмическую устойчивость трубопровода	44
Глава 4. Расчет нефтепровода на прочность, устойчивость и сейсмостойкость	45
4.1 Исходные данные	45
4.2 Проверка прочности и устойчивости трубопровода	45
4.3 Обоснование сейсмостойкости трубопровода	53

					«Современные технологии сооружения магистральных нефтепроводов в сейсмически опасных районах»		
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата			
Разраб.	Новиков С.Д.				Лит.	Лист	Листов
Руковод.	Кончакова Н.В.					7	110
Консульт.	Антропова Н.А.				ТПУ ИПР ТХНГ зр.2Б2А		
Зав. Каф.	Рудаченко А.В.						
<i>Содержание</i>							

Глава 5. Социальная ответственность при проведении анализа современных технологий сооружения магистральных трубопроводов в сейсмически опасных районах	59
5.1 Профессиональная социальная безопасность	59
5.1.1 Анализ вредных производственных факторов и обоснование мероприятий по их устранению.....	60
5.1.2. Анализ опасных производственных факторов и обоснование мероприятий по их устранению.....	63
5.2 Экологическая безопасность.....	66
<i>Земля и земельные ресурсы</i>	<i>66</i>
5.3. Безопасность в чрезвычайных ситуациях.....	68
5.3.1. Безопасность при сейсмических воздействиях.....	68
5.3.2. Безопасность при пожаре	70
5.3.3 Аварийный разлив нефти	71
Оценка ущерба окружающей природной среде, подлежащего компенсации, от загрязнения земель.	75
Оценка ущерба, подлежащего компенсации, окружающей природной среде от загрязнения атмосферы.....	76
Плата за загрязнение окружающей природной среды при авариях на магистральных нефтепроводах.....	77
5.4. Законодательное регулирование проектных решений.....	77
Глава 6. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	80
6.1 Экономическое обоснование строительства перехода МТ через тектонический разлом.....	80
6.1.1 SWOT-анализ.....	80
6.1.2 Оценка готовности проекта к коммерциализации.....	81
6.1.3 План проекта.....	82
6.2 Расчет себестоимости материалов при сооружении перехода МН через тектонический разлом.....	84
6.2.1 Анализ условий, необходимых для расчета	84
6.2.2 Расчет основных параметров траншеи	85

6.2.3 Расчет объемов и стоимости грунта, необходимого для обратной засыпки, и стоимости геоматериалов.....	86
6.2.4. Расчет необходимой техники и затрат на топливо	90
6.2.5. Затраты на амортизационные отчисления и прочие расходы	96
6.2.6. Затраты на оплату труда	97
6.2.7. Затраты на страховые взносы	98
Заключение.....	101
Список использованных источников:	103
Приложение А. Технические решения для обеспечения устойчивости нефтепровода при воздействии на него сейсмических нагрузок	106
Приложение Б. Оценка готовности проекта коммерциализации.....	109

					<i>Содержание</i>	<i>Лист</i>
						9
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		

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 сейсмическим воздействиям 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 осложнённых 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

					«Современные технологии сооружения магистральных нефтепроводов в сейсмически опасных районах»			
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата				
Разраб.		Новиков С.Д.			Введение	Лит.	Лист	Листов
Руковод.		Кончакова Н.В.					10	110
Консульт.		Антропова Н.А.				ТПУ ИПР ТХНГ гр.2Б2А		
Зав. Каф.		Рудаченко А.В.						

опасных зонах.

2. Определение видов сейсмических воздействий на магистральные нефтепроводы

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

4. Расчет нефтепровода на прочность и устойчивость согласно СНИП 2.05.06-86*.

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

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

Метод решения поставленных задач: для подтверждения выводов и результатов исследований использованы расчетные данные о надежности и прочности эксплуатируемых трубопроводных систем. В работе представлено сравнение показателей сейсмоустойчивости, рассчитанной по СНИП 2.05.06-85*.

Методика оценки несущей способности конструкций магистральных трубопроводов позволяет оценить необходимость использования технических решений для обеспечения сейсмоустойчивости трубопроводов в сейсмически опасных зонах.

На защиту выносятся методы проектирования и сооружения нефтепроводов в условиях сейсмической активности и сравнение технических решений, применяемых для повышения надежности нефтепровода.

					<i>Введение</i>	<i>Лист</i>
						11
<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 Охотская.

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:

					<i>«Современные технологии сооружения магистральных нефтепроводов в сейсмически опасных районах»</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>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Руковод.</i>		<i>Антропова Н.А.</i>				12	110
<i>Консульт.</i>					ТПУ ИПР ТХНГ зр.2Б2А		
<i>Зав. Каф.</i>		<i>Рудаченко А.В.</i>					
					<i>Глава 1. Анализ современной практики и нормативных требований к сооружению магистральных трубопроводов, прокладываемых в сейсмически опасных зонах</i>		

1. Первичная волна - это продольная волна, которая образуется при колебании частицы вперед и назад, совпадая с направлением движения волны, т.е. это волны сжатия, они подобны звуковым волнам (рисунок 1.1.).

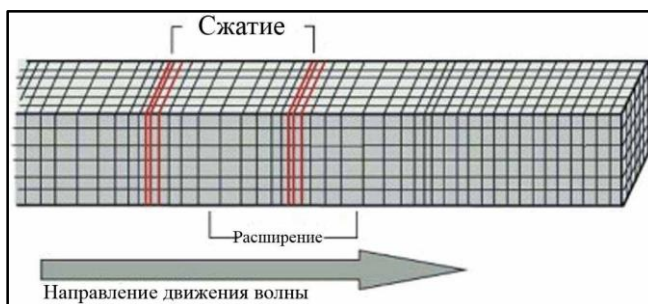


Рисунок 1.1 – Первичная волна

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.).

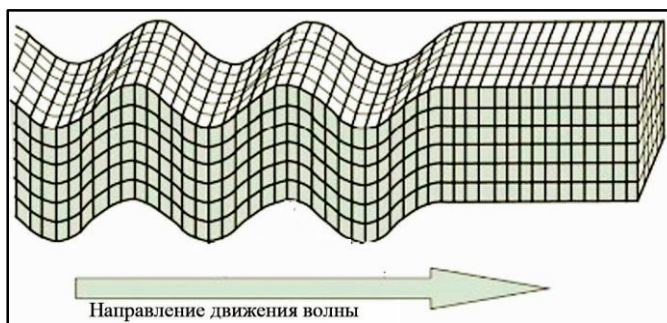


Рисунок 1.2 – Поперечная волна

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]

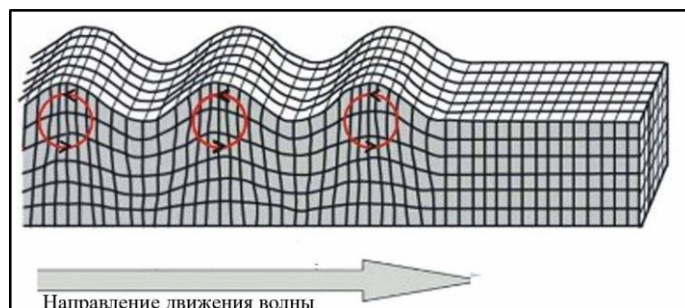


Рисунок 1.3 – Волна Рэлея

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 приводит к полному ее разрушению (рисунок 1.4.).

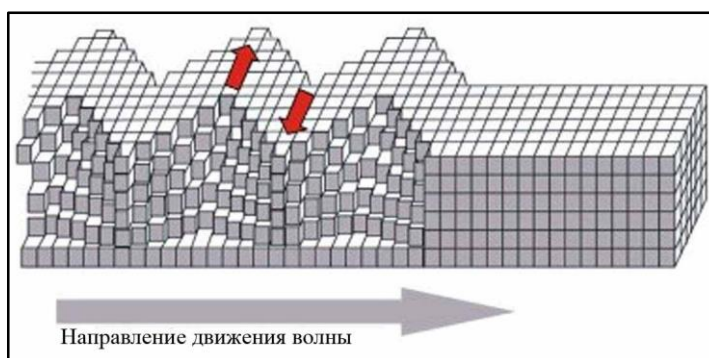


Рисунок 1.4 – Волна Лява

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 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

					Глава 1. Анализ современной практики и нормативных требований к сооружению магистральных трубопроводов, прокладываемых в сейсмически опасных зонах	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		15

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 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, действующую в основе СНиП II-7-81* «Строительство в сейсмических районах».

В общем все шкалы между собой очень близки и их можно свести в одну таблицу (таблица. 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 возникновении землетрясений, интенсивность которых превышает 7 баллов, появляется опасность искрообразования. 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).

Таблица 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

Следовательно, волны, которые распространяются в массиве грунта при землетрясении и взаимодействуют с инженерными сооружениями, имеют вид нестационарного процесса, проходящего случайным образом.

Самым сейсмоопасным регионом России является остров Сахалин, где за последние годы фиксировалось несколько серьезных землетрясений. Землетрясение в пригороде Нефтегорска, произошедшее на этом острове, считавшийся ранее зоной с умеренной сейсмоактивностью, создало разлом, длина которого составляла 47 км, а глубина провала в среднем четыре метра.

До произошедшего сейсмоактивность данного района оценивалась семью баллами, но случившееся землетрясение достигло магнитуды в 10 баллов.

Участки нефтепровода «Сахалин-2», находящиеся под землей, 56 раз пересекают 21 установленный специалистами активных разлома и 33 разлома, которые предполагаются неактивными (отсутствие движений земной

поверхности за последние 10000 лет). Трасса нефтепровода проходит в районах, где кроме частой сейсмической активности присутствует склонность к внезапным смещениям грунта, спровоцированного землетрясением. Последствиями могут являться оползни, сели и др.

Из всего вышеперечисленного можно сделать вывод, что регионы, считающиеся перспективными по своим запасам и будущему развития транспорта с использованием трубопроводов, располагаются в районах, которые не только сейсмоактивны, но и сложны гидрологически и геологически.

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

Главные требования, предъявляемые к проектируемым нефтепроводам в сейсмоактивных районах, содержатся в отраслевых нормативах, к ним можно отнести:

- СНиП 2.05.06-85* «Магистральные трубопроводы. Строительные нормы и правила»»,
- СНиП II-7-81* «Строительство в сейсмических районах. Строительные нормы и правила»»,
- СТО Газпром 2-2.1-249-2008 «Магистральные трубопроводы»».

СНиП 2.05.06-85* регламентирует требования, выдвигающиеся при проектирование линейной части трубопроводов и их ответвлений, прокладываемых надземных трубопроводов в районе, магнитуда которого оценивается до шести баллов и для подземных с магнитудой до восьми баллоов. Так же, в приведённом документе расчет напряжений, возникающих в трубопроводах в сейсмически активных зонах, учитывает воздействие волн, направленных вдоль продольной оси трубопровода, расчет для направленных по нормали к продольной оси трубопровода, не производится.

					<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>		18

СНиП II-7-81 * 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.

СТО Газпром 2-2.1-249-2008 «Магистральные трубопроводы» содержит общие требования к строительству трубопроводов (выдержки из СНиП 2.05.06-85*), отсутствуют расчеты.

Согласно требованиям нормативных документов, при расчете сейсмических воздействий на инженерные сооружения, поддерживающие нефтепровод, допускают неупругое деформирование и не исключают возможности возникновения остаточных деформаций, локальных повреждений и т. д.

По данным документам, дополнительные напряжения в нефтепроводах предполагается рассчитывать, в качестве результата воздействия сейсмической волны, направленной вдоль продольной оси трубопровода, вызванной напряженным состоянием грунта.

Исходя из требований нормативных документов, сейсмостойкость нефтепроводов должна обеспечиваться следующим:

- выбор участков трасс и площадок для строительства с минимальной возможностью возникновения сейсмической опасности;
- применение рациональных конструктивных методов и мероприятий, снижающих сейсмическое воздействие;
- наличие дополнительного запаса прочности, принимаемого при проведении расчетов прочности и устойчивости нефтепроводов.

При выборе трассы нефтепроводов в районах с сейсмической активностью необходимо свести к минимуму наличие косогорных участков, участков с неустойчивыми грунтами, территорий горных выработок и активных тектонических разломов, а также участки, сейсмичность которых превышает девять баллов.

					<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>		19

Сооружение нефтепровода в данных условиях возможно только в случае крайней необходимости при существующем техническом и экономическом обосновании и лишь с согласия органов государственного надзора. Кроме этого в разрабатываемом проекте необходимо представить дополнительные меры, которые бы обеспечивали надёжность трубопровода.

Все сварные соединения секций трубопровода в сейсмически опасных зонах подвергаются радиографическому контролю независимо от его категории и участка строительства. В данных условиях не допускается жесткое соединение нефтепровода к стенам зданий и другим строительным конструкциям.

При возникновении необходимости таких соединений необходимо устанавливать компенсирующие устройства или криволинейные вставки, характеристика которых определяется согласно расчетным данным.

Осуществлять ввод нефтепровода в здания (насосные и т.д.), согласно правилам, необходимо через отверстие превышающие номинальный диаметр нефтепровода минимум на 200 мм.

Если трасса пересекает участки с сильно отличающимися друг от друга грунтами по сейсмическим свойствам, необходимо предусмотреть пространство для перемещения и деформирования нефтепровода. При прокладке подземного нефтепровода, в данном случае, траншею необходимо обустроить с пологим откосом, производить засыпку крупнозернистым песком.

На самых опасных участках трассы, с точки зрения сейсмоактивности, следует предусмотреть автоматическую систему по контролю и отключению аварийного участка нефтепровода.

Для нефтепровода диаметр которого превышает 1000 мм, а также в местах перехода нефтепровода через реку или иные препятствия, требуется предусмотреть установку инженерно-сейсмометрической станции для записи колебаний нефтепровода и грунта при возникновении землетрясения. [12]

					<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>		20

В случае пересечения нефтепроводом активного тектонического разлома необходимо применить надземную прокладку или специальный метод подземной прокладки.

В итоге, после проведения анализа современных подходов к сооружению магистральных трубопроводов, прокладываемых в зонах с сейсмической активностью, необходимо отметить, что основным недостатком в подходе при обеспечении надежности нефтепроводов является соблюдение регламентов существующих нормативных требований при строительстве площадочных объектов, не учитывая особенности строительства линейно протяженных объектов. При проектировании магистральных нефтепроводов принято проводить расчеты напряжений, направленных вдоль продольной оси трубопровода, расчет для направленных по нормали к продольной оси трубопровода, не производится.

Учитывая перспективные направления освоения углеводородных месторождений в Восточной Сибири и Дальнем компания разработала ряд специальных технических решений по прокладке магистральных нефтепроводов в сейсмически опасной зоне. Но не был проведен сравнительный анализ, доказывающий эффективность предложенных конструктивных решений и отсутствуют расчетные обоснования предлагаемых решений.

					<i>Глава 1. Анализ современной практики и нормативных требований к сооружению магистральных трубопроводов, прокладываемых в сейсмически опасных зонах</i>	<i>Лист</i>
						<i>21</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		

Глава 2. Определение видов сейсмических воздействий на магистральные трубопроводы

2.1 Основные положения по учету сейсмических воздействий

Нефтепровод представляет собой протяженную гибкую конструкцию, допускающую возможность развития значительных деформаций или подвижек, в отдельных случаях даже без разрушения целостности.

Нефтепровод, находящийся под землей, «скрыт» и находится в недосыгаемости для визуального наблюдения. В итоге за довольно малый по времени период обследования из последствий произошедшего землетрясения бывают обнаруженными лишь разрывы, приводящие к взрывам, фонтанированию или большим утечкам нефти, резкое падение давления в нефтепроводе и т.п. Полное вскрытие траншеи нефтепровода производят крайне редко и протяженные участки не обследуются длительное время. Следовательно, большинство повреждений бывают не обнаруженными и сказываются на работе сооружения лишь впоследствии.

Почти всегда после землетрясений аварийность (количество аварий на один километр протяженности трубопровода) на нефтепроводах увеличивается. Службы, занимающиеся эксплуатацией нефтепровода в силу ряда причин, редко пытаются связать возросшую аварийность с произошедшими землетрясениями.

Чтобы оценить состояние нефтепровода, перенесшего землетрясение, последние несколько лет применяют методы сопоставления аварийности обследуемой трубопроводной сети за равные временные интервалы, отсчитываемые до и после землетрясения. По полученным сопоставлениям в ряде случаев можно судить, о уменьшении надежности при эксплуатации системы трубопроводов, перенесшей землетрясение.

					<i>«Современные технологии сооружения магистральных нефтепроводов в сейсмически опасных районах»</i>			
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>				
<i>Разраб.</i>		<i>Новиков С. Д.</i>			Глава 2. Определение видов сейсмических воздействий на магистральные трубопроводы	<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Руковод.</i>		<i>Кончакова Н.В.</i>				22	110	
<i>Консульт.</i>		<i>Антропова Н.А.</i>				ТПУ ИПР ТХНГ гр.2Б2А		
<i>Зав. Каф.</i>		<i>Рудаченко А.В.</i>						

Для того, чтобы обеспечить сейсмостойкость нефтепровода необходимо учитывать следующие предельные состояния:

- гофрообразование;
- разрыв трубопровода;
- «всплытие» трубопровода;
- местное смятие стенки трубы;
- разрыв по зоне термического влияния и по сварному шву.

Следовательно, сейсмостойкость нефтепровода можно обеспечить:

- применением рациональных конструктивных решений и мероприятиями, снижающими сейсмическое воздействие;
- выбором участков трасс, площадок для сооружения являющимися благоприятными с точки зрения сейсмической безопасности;
- дополнительным запасом прочности, принимаемым при расчете прочности и устойчивости трубопроводов.

Сложность пространственного характера сейсмического воздействия состоит в том, что оно имеет вид поля различных движений грунта, определенного сейсмической волной и имеет конечную скорость их распространения. Сейсмическая волна не является монохроматической, она представляет собой спектр одинаковых волн имеющих различную длину и преобладающих в разные интервалы времени при возникновении землетрясения. В начальный момент времени приходят волны, которые имеют высокую скорость распространения, ими является продольная Р-волна, затем следом возникает поперечная S-волна скорость распространения которой является меньшей, но интенсивность воздействия увеличивается. После S-волны создается поверхностная L-волна, скорость распространения которой является еще меньшей по сравнению с S-волной. Самые сильные разрушения и повреждения инженерных конструкций происходят при более интенсивных фазах движений грунтов, этот спектр охватывают Р- и S-волн.

					Глава 2. Определение видов сейсмических воздействий на	Лист
					магистральные трубопроводы	23
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Поверхностную L-волну вызывает оползневый процесс, который достаточно хорошо изучен и имеет стандартную методику для инженерной защиты при строительстве нефтепроводов. Поэтому основным предметом при исследовании являются фазы движений грунтов, которые определяются спектрами P- и S-волн.

2.2 Исследование воздействия сейсмических волн, направленных вдоль оси трубопровода

Во время землетрясения при начальной сейсмической активности между грунтом и нефтепроводом начинается взаимодействие. Перемещение оси нефтепровода может происходить в любой плоскости, как по нормали к упругой оси, так по осевому направлению.

Деформация грунта может иметь несколько видов, которые влияют на прочность и деформационное состояние нефтепровода. Главная причина, приводящая к возникновению деформаций в нефтепроводе, колебание грунта, происходящее при возникновении сейсмической активности.

В результате землетрясения в грунте создается и распространяется сейсмическая волна, вследствие чего нефтепровод, составляющий в данный момент единую систему «труба – грунт», начинает участвовать в колебательном процессе. Сейсмическая волна распространяется по нефтепроводу с значительно большей скоростью, чем в грунте, достигая по нефтепроводу участков, которые еще не были вовлечены в процесс колебания. Следовательно, нефтепровод становится генератором колебания, а грунт выступает в качестве демпфируемой подушки. Напряжения, возникающие в нефтепроводе на таких участках, является гораздо меньшим, в отличии от участков, где колебания нефтепроводу сообщил грунт.

Можно сделать вывод, что для правильного описания процессов, проходящих в данной системе, следует рассмотреть две схемы работы нефтепровода при сейсмической активности: подземный нефтепровод,

					Глава 2. Определение видов сейсмических воздействий на	Лист
					магистральные трубопроводы	24
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

который вовлекается в процессы колебания из-за грунта, находящегося в напряженном состоянии, и колеблющийся нефтепровод, находящийся в грунте, препятствующему его колебаниям.

В ходе анализа последствий землетрясений, удалось установить, что стальные нефтепроводы, находящиеся под землей и проложенные без пересечения зон тектонических разломов в грунтах, являющихся сейсмически устойчивыми, легко переносят землетрясения магнитудой до 8 баллов включительно, вследствие этого нормами проектирования допускается воздействие на подземные нефтепроводы силой до 8 баллов. При увеличении магнитуды необходимо выполнить расчеты на прочность и на их основании применить подходящее конструктивное решение, которое поможет обеспечить надежную работу нефтепровода.

В начальный момент времени на нефтепровод воздействует продольная Р-волна, имеющая высокую скорость распространения. Она оказывает первичное воздействие на нефтепровод. Согласно СНиП 2.05.06- 85* горизонтальная деформация грунта, в который уложен нефтепровод, является наиболее опасной с точки зрения влияний на несущую способность нефтепроводов. Поскольку нефтепровод заземлен в грунте, то горизонтальное передвижение грунта увлекает за собой нефтепровод и в нем возникает сжимающие напряжение или растягивающее (рисунок. 2.1).

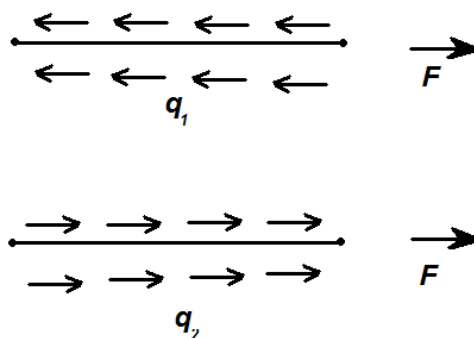


Рисунок 2.1 – Воздействие сейсмических сил, направленных вдоль оси нефтепровода

Напряжения в прямолинейных подземных нефтепроводах от действия

					Глава 2. Определение видов сейсмических воздействий на	Лист
					магистральные трубопроводы	25
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

сейсмических сил, направленных вдоль продольной оси нефтепровода, 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 k_0 – коэффициент, учитывающий ответственность трубопровода

c_p – скорость распространения продольной сейсмической волны вдоль продольной оси трубопровода в грунтовом массиве, см/с;

k_n – коэффициент повторяемости землетрясения;

m_0 – коэффициент заземления трубопровода в грунте;

сейсмического районирования и микрорайонирования;

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

a_c – сейсмическое ускорение, см/с², определяемое по данным;

E_0 – модуль упругости, Мпа. [8]

Исходя из нормативных документов, деформация сжатия не является столь опасной и при расчете нефтепровода в большинстве случаев не учитывается. Если по нефтепроводу транспортируется горячий продукт и он работает при сжатии, появляются дополнительные напряжения, учитываемые при проектировании нефтепроводов, прокладываемых под землей

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

Действие поперечной S-волны вызывает поперечную нагрузку, разрушая связи между частицами грунтов в их определенной зоне. Вследствие этого происходит смещение одних частиц относительно других, что дает грунту возможность приобретать неограниченную деформацию под данной нагрузкой.

Перемещение одной части массива грунта относительно другой приводит к его разрушению, данный вид воздействий имеет

					Глава 2. Определение видов сейсмических воздействий на	Лист
					магистральные трубопроводы	26
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

перпендикулярное направление движения грунта относительно оси нефтепровода или под некоторым углом к ней и является наиболее опасным из-за возникновения изгибающих напряжений под действием поперечной нагрузки (рисунок 2.2).

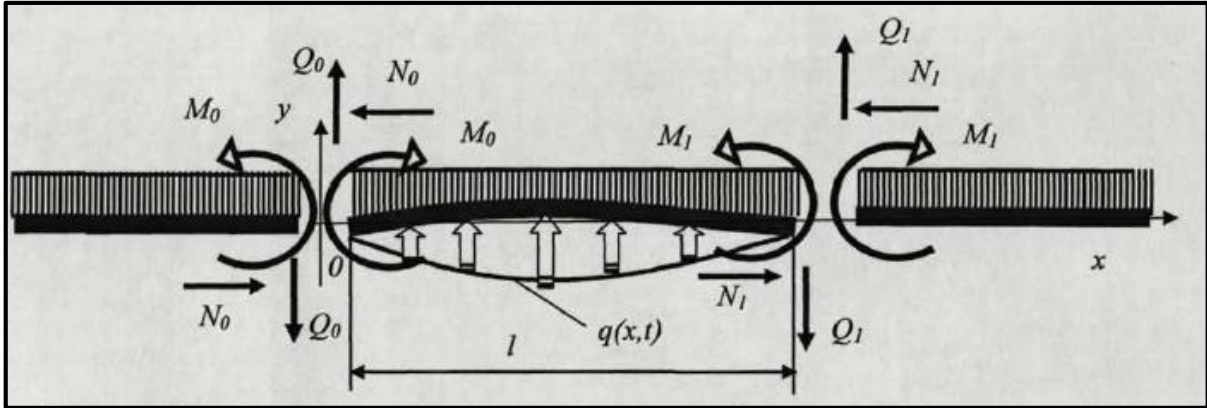


Рисунок 2.2 – Расчетная схема подземного трубопровода при поперечных подвижках грунта в процессе землетрясения

Величины, полученные вследствие расчетов кольцевых и продольных напряжений, которые вызваны перемещением грунта в вертикальной плоскости, существующими нормативными требованиями не регламентируются. Для определения величин воздействия грунта на нефтепровод при сейсмическом воздействии, направленном по нормали к оси нефтепровода рекомендуется пользоваться следующей зависимостью (2.2):

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

где ρ_{sp} – средняя плотность грунта в естественном залегании, кг/м³ ;

a_c – сейсмическое ускорение, м/с²;

V_{sp} – объем грунта, действующего на трубопровод при вертикальных перемещениях, м³;

t – продолжительность землетрясения, сек;

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

S – площадь контактной поверхности трубопровода с грунтом, м.

Данная задача проявления поперечных деформаций нефтепроводов, лежащих на стохастических неоднородных основаниях и находящихся над распределенной нагрузкой располагающейся случайным образом, была впервые поставлена и решена В.В. Болотиным. Он изучал работу подземных трубопроводов, диаметр которых составлял 267 и 89 мм с магнитудой 5,2 балла. По данным полученных сейсмограмм можно было сделать вывод, что перемещение грунта совпадает с перемещением трубопроводов как во всех направлениях, осевая деформация преобладает над деформацией сжатия. Сами деформации трубопроводов оказались маленькими из-за невысокой магнитуды землетрясения. [16]

					Глава 2. Определение видов сейсмических воздействий на магистральные трубопроводы	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		28

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

Главная цель при проектировании нефтепроводов в сейсмически опасных районах является максимально обеспечить безопасность людей и предотвратить возникновение ущерба наносимого окружающей среде. Задача проектирования нефтепровода в данных условиях основана на выработке конструктивного решения, позволяющего противостоять нагрузкам, появляющимся при землетрясении, являясь при этом целесообразным с экономической точки зрения и безопасным. Данное решение должно согласоваться с решениями, которые были применены для борьбы с другими опасностями.

Необходимо обратить внимание на способы прокладки нефтепровода на территориях, сейсмичность которых превышает 8 баллов, пересечение нефтепроводом участков с грунтами, отличающимися по сейсмическим свойствам, к которым не регламентированы требования в различных нормативных документах. В данных проектных решениях необходимо учитывать следующие факторы: параметры траншеи, тип засыпаемого грунта, расстояния от места ожидаемого разлома, глубину заложения.

Цель сооружения нефтепровода в сейсмически опасной зоне заключается в выборе конструктивного решения, которое позволит противостоять нагрузкам при сейсмической активности, оставаясь при этом максимально безопасным для людей и целесообразным экономически.

В качестве вариантов технических решений рассмотрены методы прокладки нефтепровода «Восточная Сибирь - Тихий океан». Основная задача всех методов по защите нефтепровода, находящегося в сейсмически опасной

					<i>«Современные технологии сооружения магистральных нефтепроводов в сейсмически опасных районах»</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 3. Сравнение эффективности вариантов технических решений для повышения устойчивости трубопровода в сейсмически опасных зона</i>	<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Руковод.</i>		<i>Кончакова Н.В.</i>					29	110
<i>Консульт.</i>		<i>Антропова Н.А.</i>				ТПУ ИПР ТХНГ гр.2Б2А		
<i>Зав. Каф.</i>		<i>Рудаченко А.В.</i>						

зоне, заключается в создание пространства для смещения нефтепровода под землей в случае сейсмической деформации грунта, сохраняя его целостность.

В данной работе мы рассмотрим следующие варианты технических решений, применимых с целью повышения устойчивости нефтепровода:

- а. Использование компенсаторов сейсмического воздействия;
- б. Использование «интеллектуальных вставок»
- в. Увеличение степеней перемещения трубопровода;
 - устройство траншеи трубопровода специальной конфигурации;
 - устройство грунтового основания;
 - устройство демпфирующей обкладки;
- г. Использование 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 нефтепровода в зонах с сейсмической активностью или в грунтах с отличающимися свойствами рекомендуется предусмотреть компенсацию продольных деформаций.

Данный метод используется на горизонтальных или открытых наклонных компенсационных зонах, сооружаемых в местах поворота трассы в плане.

Чтобы компенсировать продольные деформации нефтепровода применяют трапецеидальный компенсатор с конструктивным элементом, обеспечивающим прием распора от давления, находящегося внутри. Любой компенсатор должен обеспечить пропускную способность необходимую по

					<i>Глава 3. Сравнение эффективности вариантов технических решений для повышения устойчивости трубопровода в сейсмически опасных зонах</i>	<i>Лист</i>
						30
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		

проекту строительства и эксплуатации диагностических, разделительных и очистных устройств.

За участок, принимаемый компенсационным можно принять поворот нефтепровода с учетом опускаемого радиуса кривизны при этом повороты нефтепровода необходимо выполнять надземно, устанавливая на опорах и рассчитывая компенсацию продольных деформаций (рисунок 3.1).

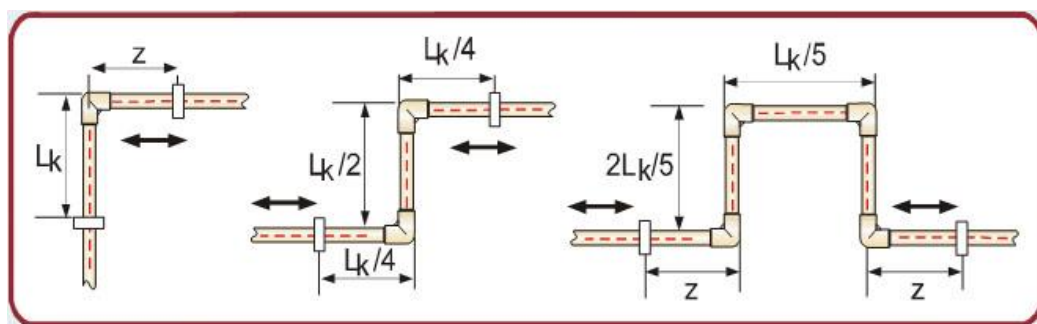


Рисунок 3.1 – П, Г, Z-образные компенсаторы

При повороте трассы нефтепровода от 45° и более для компенсации деформаций используют угол поворота трассы, не меняя его конфигурацию. Продольно-подвижные опоры, находящиеся по краям, устанавливают на расстоянии одного-трех пролетов от угла, между ними требуется установка свободно-подвижных опор.

При прокладке систем нефтепроводов с использованием компенсаторов различных типов нахождение оси их вылетов должно быть выше оси нефтепроводов.

Хомуты должны обеспечивать облегание тела трубы полностью с равномерным постоянным натяжением нефтепровода за весь срок его эксплуатации. Высота от уровня земли до нижнего основания составляет не менее 0,6 м и не более 4,6 м.

Общая конструкция компенсатора включает четыре отвода с углом в 45° градусов. Пролет составляет 25 м. Для исключения ветрового резонанса длина пролета должна составлять не более 25 м. (рисунки 3.2, 3.3).

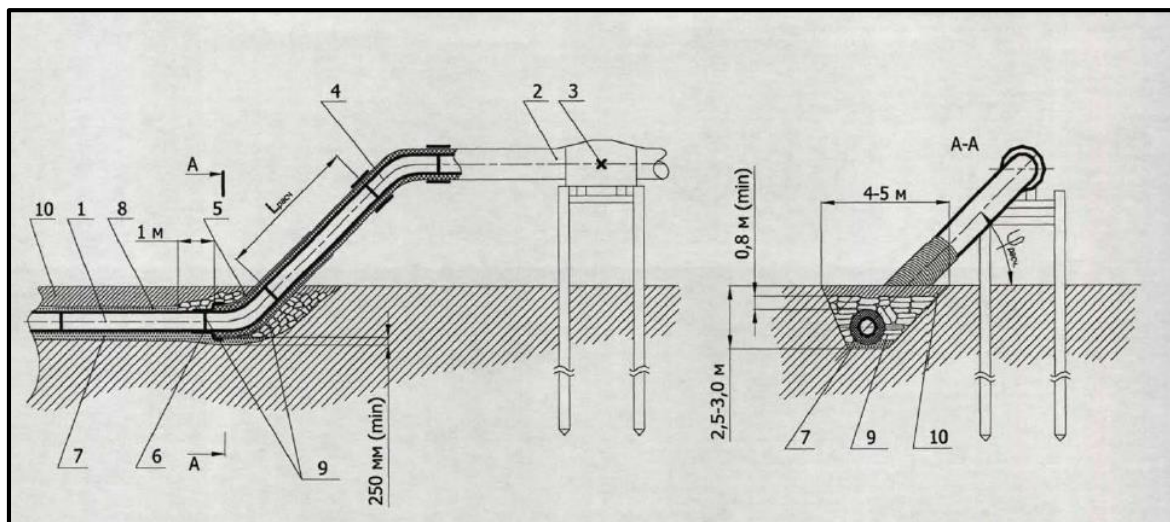


Рисунок 3.2 – Конструктивное решение перехода подземного трубопровода в надземный (и наоборот) с Z-образным концевым компенсатором в наклонной плоскости для прокладки на косогорах и в сейсмических зонах

Схема, изображенная на рисунке 3.2. включает в себя:

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

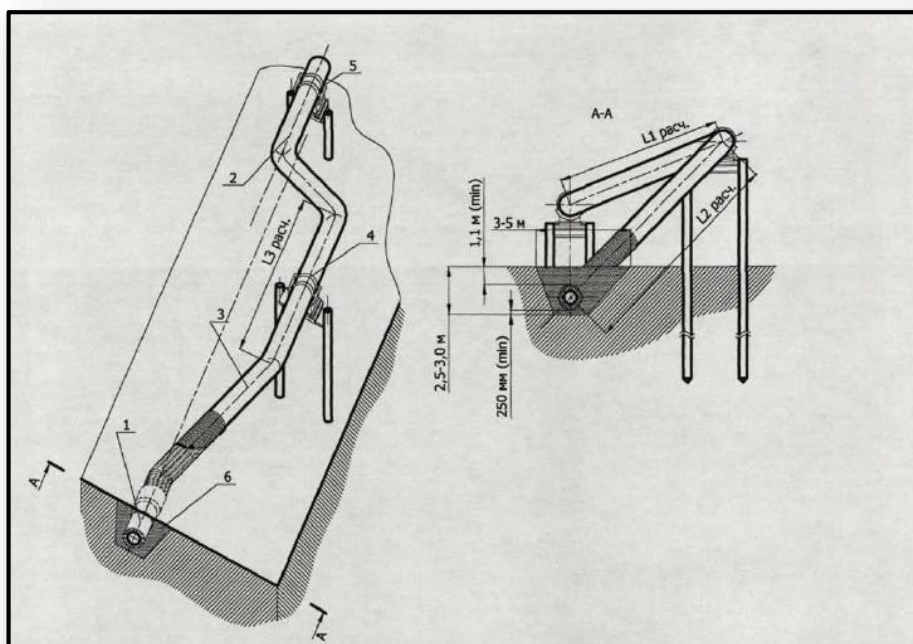


Рисунок 3.3 – Конструктивное решение перехода подземного трубопровода в надземный с устройством трапецеидального пространственного компенсатора при соосной прокладке трубопроводов в горизонтальной плоскости.

Схема, изображенная на рисунке 3.2. включает в себя:

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

3.1.2 Установка «интеллектуальных вставок»

Для определения напряженно-деформированного состояния (НДС) 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.

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

					<i>Глава 3. Сравнение эффективности вариантов технических решений для повышения устойчивости трубопровода в сейсмически опасных зонах</i>	<i>Лист</i>
						34
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		

компьютера к клеммнику, поставляемого комплектно с «интеллектуальной вставкой».

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

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

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

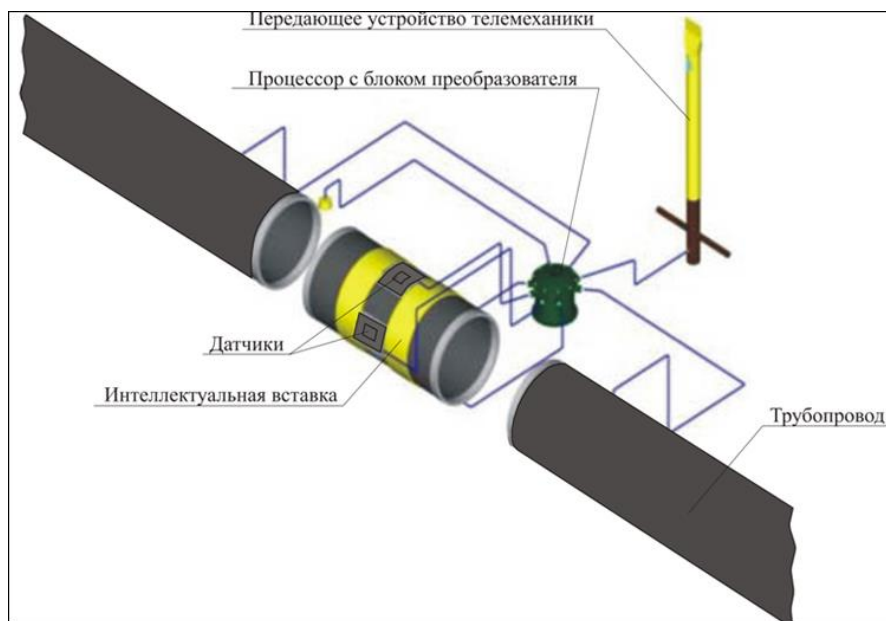


Рисунок 3.4 – Схема «интеллектуальной вставки»

3.1.3 Применение пластичных материалов

Применение полимерных труб

Масса полиэтиленовых труб в 7 раз меньше стальных. Монтаж не требует громоздкого оборудования для транспортировки и подъема, стоимость строительства нефтепроводов из таких труб на 25% меньше, чем стальных. Эластичность и гладкость труб на порядок выше, из-за этого увеличивается пропускная способность на 3-4%.

Что касается взаимодействия нефтепровода из данного материала с транспортируемой средой, то необходимо учитывать набухаемости полиэтилена, вследствие диффузии происходит снижение прочности трубы.

Основным недостатком полиэтиленовой трубы является невысокая прочность. Следовательно, использовать их при сооружении нефтепроводов нецелесообразно из-за высоких давлений при транспортировке, которые труба не выдержит.

На данный момент времени актуальной задачей является создание пластмассовой трубы, которая будет химически стойкая против агрессивной среды и обладать прочностью стальных труб.

Применение композитных труб

На данный момент времени самыми перспективными материалами, с разнообразным набором физико-механических свойств, являются материалы созданные на основе полимеров, армированных высокопрочными нитями. Особой прочностью обладают арамидные нити, применяемые в качестве армирующего материала.

В данной области существует несколько направлений.

Первое. Полиэтиленовая труба, армированная либо волокнистыми материалами, либо металлической сеткой, существует возможность комбинирования металлического армирования и волокнистого. Это позволяет увеличить прочность.

Схема композитной трубы:

- 1 – внутренний слой сшитого полиэтилена;
- 2 – алюминиевая фольга

					<i>Глава 3. Сравнение эффективности вариантов технических решений для повышения устойчивости трубопровода в сейсмически опасных зонах</i>	<i>Лист</i>
						36
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		

3 – клеевой слой

4 – наружный тонкий слой сшитого полиэтилена.

Второе. Это создание пластмассовых труб из многих слоев, например, полиэтиленовую трубу усиливают снаружи слоем стеклопластика с промежуточным слоем, который обеспечивает их совместную работу (рисунок 3.5).

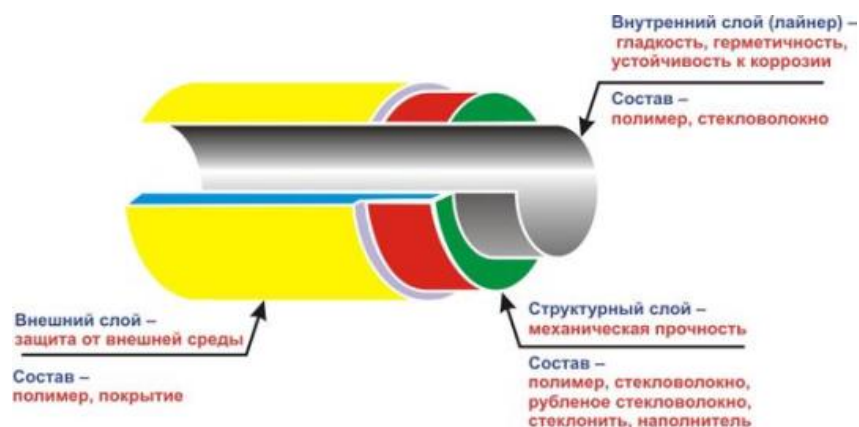


Рисунок 3.5 – Стеклопластиковые трубы

В настоящее время промышленность России изготавливает несколько различных типов полиэтиленовой армированной трубы, рассчитанной на работу с высокими давлениями. Основное их различие заключается в дополнительном материале, придающем упрочнение конструкции, который выполняется либо из металлическим, либо из волокнистых материалов.

Практическое применение композитные трубы находят только в промышленном строительстве. Трубы большого диаметра (250, 400 мм и т.д.) разрешается использовать исключительно при наличии разрешения от Ростехнадзора России. Самыми распространенными диаметрами труб являются 32, 63, 110, 160 и 225 мм. В сооружение магистральных нефтепроводов разработки в данной области не применяются. [19]

3.1.4 Увеличение степеней перемещения трубопровода

Устройство траншеи трубопровода с пологими откосами

В некоторых случаях, чтобы повысить сейсмостойкость подземного нефтепровода, следует оборудовать саму траншею для создания возможности подвижек нефтепровода без его существенной деформации и разрушения в случае проявления сейсмической активности.

По данным расчётов установили, что нефтепроводы диаметром 1220 мм и толщиной стенки 11,5 мм при подземной укладке и слое засыпки до 100 см выдерживают перемещение грунта по линии разлома до 3 м, при условии смещения нефтепровода с небольшим сопротивлением по обе стороны сброса на участках около 50 м.

Траншея нефтепровода в районах с сейсмической активностью отличается формой, материалом засыпки и размером от обычной траншеи. Данные факторы помогают обеспечить подвижность нефтепровода и предотвратить его повреждение во время землетрясения.

Для использования технического решения подземной прокладки нефтепровода на участках с высокой сейсмичностью требуется принять во внимание следующие сейсмические воздействия:

1. Продольная сейсмическая волна:

- ускорение сейсмическое, определяется по данным сейсмического районирования и микрорайонирования;
- преобладание периода сейсмических воздействий массива грунта, определяемый при изысканиях;
- скорость распространения продольных сейсмических волн вдоль оси нефтепровода в массиве грунта и коэффициент защемления трубопровода;

2. Активный тектонический разлом.

- обеспечение пологими откосами поперечного сечения траншеи 1:1,5,
- засыпку следует производить крупнозернистым песком (СНиП 2.05.06-85*);
- заглубление нефтепровода учитывается минимально-допустимым;

					<i>Глава 3. Сравнение эффективности вариантов технических решений для повышения устойчивости трубопровода в сейсмически опасных зонах</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		38

- участок нефтепровода в пределах предлагаемых инженерных решений принимается I категории;

При прокладке нефтепровода в скальном, гравийно-галечниковом и щебенистом грунте используется устройство подсыпки из мягкого грунта с увеличением толщины не менее 20 см. В качестве мягкого грунта для подсыпки используется песок пылеватый, мелкий, средний и крупный по ГОСТ 25100-95. Перед укладкой нефтепровода дно траншеи подготавливают: выравнивают в соответствии с продольным проектным профилем траншеи, освобождают от твердых включений более 35 мм в поперечнике.

В скальном и полускальном грунте для защиты изоляции нефтепровода используют присыпку (обсыпку) толщиной 20 см из мягкого грунта. [20] Минимальное заглубление в скальном грунте принимается 0,5 м, в полускальном грунте - 1,0 м (рисунок 3.6.).

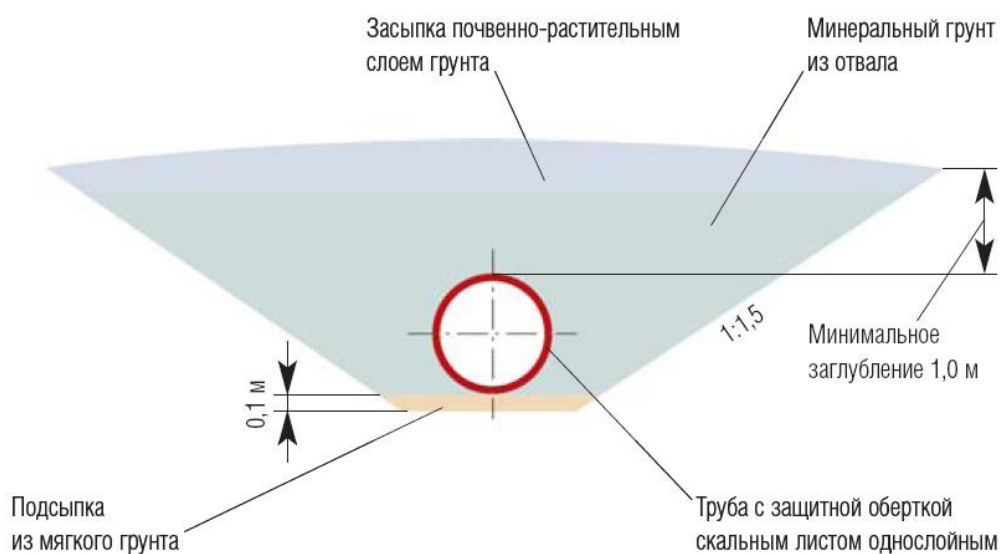


Рисунок 3.6 – Прокладка в траншее в скальных и полускальных грунтах при сейсмичности более 8 баллов

Устройство демпфирующей обкладки

Для создания возможностей смещения нефтепровода без его существенного деформирования и разрушения в случае землетрясения может

быть применено устройство называемое демпфирующей обкладкой нефтепровода.

Необходимый для размещения вокруг трубопровода материал должен удовлетворять следующим требованиям:

- предполагаемый срок службы не менее 30 лет.
- легко монтироваться во время строительства;
- быть однородным, водонепроницаемым и изотропным;
- обладать высоким пределом эластичности по сравнению с низким пределом пластичности;

Существует несколько конфигураций траншей, используемых при пересечении тектонического разлома.

Траншея с изолирующим приспособлением

В траншее данного типа в качестве изолирующего приспособления используется полистирол и подобные ему материалы. Его устанавливают между верхним уровнем нефтепровода и уровнем грунта, чтобы поддержать грунт вокруг нефтепровода в оттаявшем состоянии для предотвращения промерзания (рисунок 3.7).

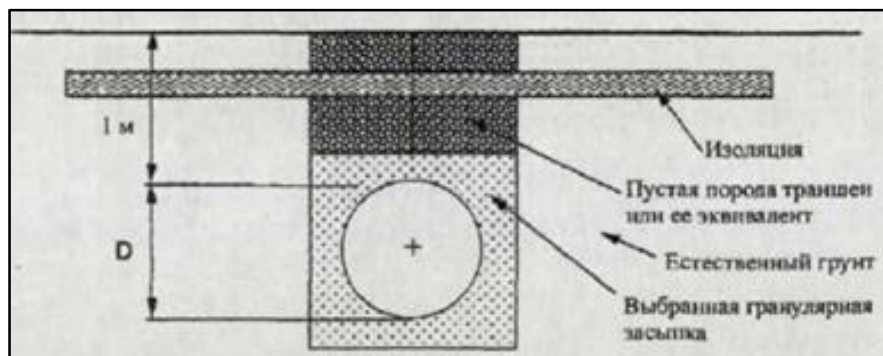


Рисунок 3.7. Конфигурация траншеи с изолирующим приспособлением

Данной конфигурации необходима большая ширина (более 12м над траншеей трубопровода) и требуется:

- защита зон пересечений разломов при помощи ограждений для ликвидации потоков движения над траншеей.

- обустройство дополнительных стоков воды с каждой стороны приспособления;
- специальная установка при работах на стройплощадке, так как необходимо устанавливать изолирующее приспособление под уклоном для стока дождевых осадков;

При возможном замерзании изолирующего приспособления, слой естественной засыпки может стать очень тяжелым и нефтепровод не сможет его приподнять. В качестве альтернативы стоит применить засыпку камнем, но основной проблемой здесь после выпадения снега и возможных морозов является получение агломерата, напоминающего бетонную плиту.

Траншея с водонепроницаемой оболочкой

Данная конфигурация траншеи позволяет иметь незамерзающие участки засыпки. После вскрытия траншеи на трех ее сторонах необходимо установить геомембранный слой, который защищает от попадания воды. Сыпучий материал толщиной 0,2 м укладывается на дно над геомембранным слоем. После этого необходимо на сыпучий слой уложить нефтепровод и осуществить его засыпку. Засыпку прекращают при достижении уровня 0,3 м от уровня грунта, накладывается водонепроницаемый геомембранный лист и его приваривают путем нагревания и присоединения к каждой стороне первого слоя для получения водонепроницаемой оболочки вокруг засыпки. Представленный материал является более гибким, и имеет адаптируемость к сильным деформациям, устойчивость к вдавливанию и к рыхлению (рисунок 3.8).

Необходимо отметить, что до тех пор, пока верхняя мембрана не будет положена и приварена по сторонам этой мембраны, засыпка должна оставаться сухой. Запрещены работы в дождливые дни. Более того, нет гарантии, что герметичность геомембраны будет сохраняться в течение срока службы нефтепровода.

					<i>Глава 3. Сравнение эффективности вариантов технических решений для повышения устойчивости трубопровода в сейсмически опасных зонах</i>	<i>Лист</i>
						41
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		

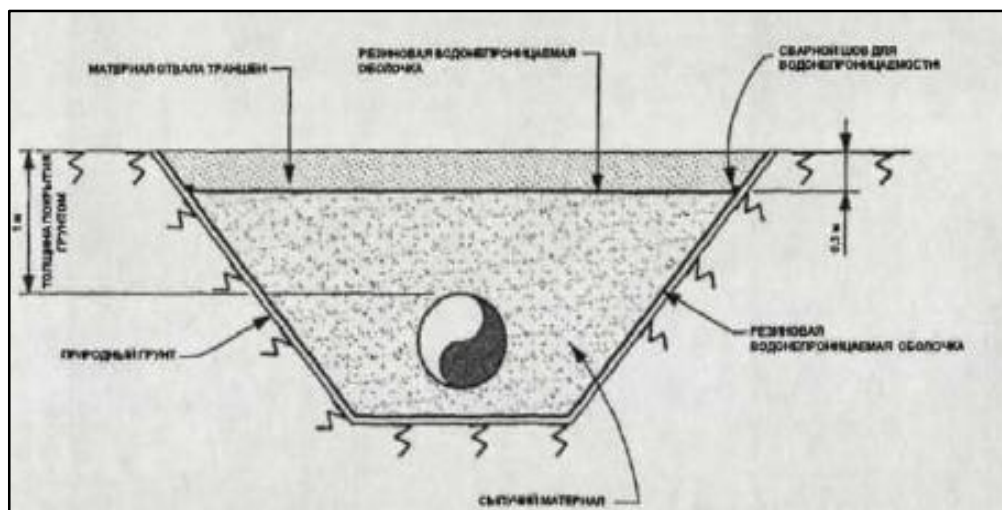


Рисунок 3.8 – Конфигурация траншеи с водонепроницаемой оболочкой

Такой способ защиты от сейсмической нагрузки применялся при строительстве трубопровода Сахалин II/ Фаза II. Данный способ 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 изготовлена из полипропиленовой нити. Толщина и масса полипропиленовой нити зависит от типа материала. В случае необходимости одна сторона ламинируется водонепроницаемой пленкой для придания геокompозитам особых характеристик по водонепроницаемости. [21]

Траншея с блоками из полистирола

Данная конфигурация траншеи основана на обкладке нефтепровода полистироловыми блоками. Далее производится засыпка полистироловых блоков камнями для уравнивания плавучести при подъеме уровня воды. (рисунок 3.9).

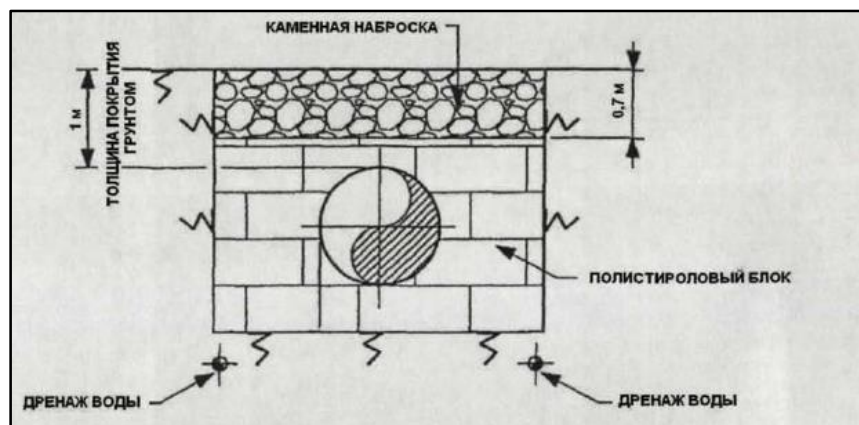


Рисунок 3.9. Конфигурация траншеи с блоками из полистирола

Преимуществом данного способа является то, что материал амортизирует возникающие при сдвигах боковые напряжения. Он химически устойчив и не абсорбирует влагу. Недостатками являются возникающие в материале высокие напряжения при сжатии и большой расход материала.

Траншея с полипропиленовыми сотопластами

В качестве замещающего материала используются соты из полипропилена, которые устанавливаются вокруг нефтепровода. Для его защиты на дне траншеи необходимо уложить слой полистирола (рисунок 3.10).

Полипропиленовые соты, для предотвращения попадания влаги внутрь, снабжаются водонепроницаемой пленкой. Сотовые блоки окутывают геотекстилем, тем самым защищая водонепроницаемую пленку от повреждений. Нефтепровод покрывается пластом полистирола и все засыпается камнем для предотвращения всплытия в случае повышения уровня воды. Сотовый материал компенсирует допустимые возникающие при смещениях грунта продольные деформации и устойчив к химическим воздействиям.

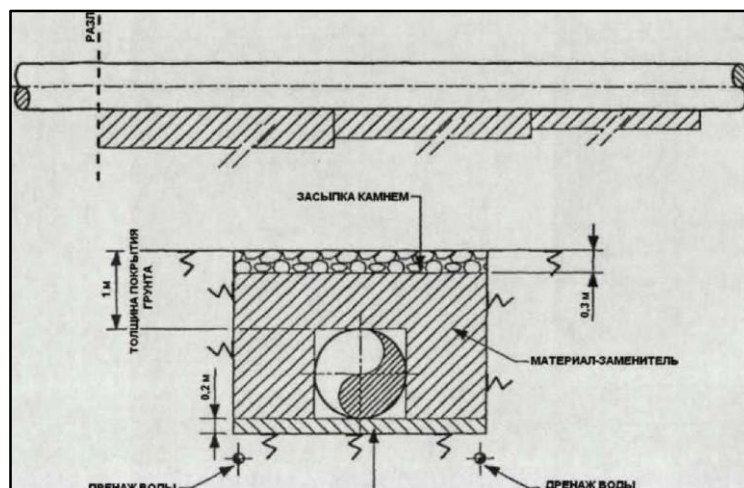


Рисунок 3.10 – Конфигурация траншеи с полипропиленовыми сотопластами

Главным недостатком является сложность обеспечения водонепроницаемости в течение всего срока службы. В случае сильного землетрясения полипропиленовые соты становятся непригодными для дальнейшего использования и требуется их заменена, что приводит к большим расходам при обслуживании.

3.2. Выбор технического решения, обеспечивающего сейсмическую устойчивость трубопровода

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

Универсального метода не существует, таким образом, в зависимости от условий сооружения нефтепровода, наличия средств, возможностей, требуемых характеристик его защиты, необходимо подбирать уникальный метод. Например, устанавливать компенсаторы, сооружать специальные грунтовые основания, устраивать траншеи с пологими откосами, и т.д.

					Глава 3. Сравнение эффективности вариантов технических решений для повышения устойчивости трубопровода в сейсмически опасных зона	Лист
						44
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Глава 4. Расчет нефтепровода на прочность, устойчивость и сейсмостойкость

4.1 Исходные данные

Участок трубопровода ВСТО, пересекающий территорию Байкальской рифовой 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 $\sigma_{\text{пр}} = 520$ 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: $R_1^H = \sigma_{\text{пр}} = 520$ МПа, $R_2^H = \sigma_m = 370$ МПа.

4.2 Проверка прочности и устойчивости трубопровода

Проверка прочности подземных трубопроводов ведется согласно п. 8.23 СНиП 2.05.06-85*.

Проверку на прочность подземных трубопроводов в продольном направлении производим из узлов

					«Современные технологии сооружения магистральных нефтепроводов в сейсмически опасных районах»			
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата				
Разраб.		Новиков С. Д.			Глава 4. Расчет нефтепровода на прочность, устойчивость и сейсмостойкость	Лит.	Лист	Листов
Руковод.		Кончакова Н.В.					45	110
Консульт.		Антропова Н.А.				ТПУ ИПР ТХНГ гр.2Б2А		
Зав. Каф.		Рудаченко А.В.						

$$|\sigma_{npN}| \leq \psi_2 R_1, \quad (4.1)$$

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:

$$\psi_2 = \sqrt{1 - 0,75 \left(\frac{\sigma_{кц}}{R_1} \right)^2} - 0,5 \frac{\sigma_{кц}}{R_1}, \quad (4.2)$$

где R_1 - расчетное сопротивление растяжению, МПа;

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

$$\sigma_{кц} = \frac{n \cdot p \cdot D_{вн}}{2 \cdot \delta_n}, \quad (4.3)$$

где n - коэффициент надежности по нагрузке - внутреннему рабочему давлению в трубопроводе, принимаемый по табл. 13* СНиП 2.05.06-85*, $n = 1,15$;

$\delta_{ном}$ - 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.

					Глава 4. Расчет нефтепровода на прочность, устойчивость и сейсмостойкость	Лист
						46
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Проверка на предотвращение недопустимых пластических деформаций подземного трубопровода.

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

$$|\sigma_{np}^H| \leq \psi_3 \frac{m}{0,9k_n} R_2^H, \quad (4.4)$$

$$\sigma_{кц}^H \leq \frac{m}{0,9k_n} R_2^H, \quad (4.5)$$

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:

$$\psi_3 = \sqrt{1 - 0,75 \left(\frac{\sigma_{кц}^H}{\frac{m}{0,9k_n} R_2^H} \right)^2} - 0,5 \frac{\sigma_{кц}^H}{\frac{m}{0,9k_n} R_2^H}, \quad (4.6)$$

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

$$\sigma_{кц}^H = \frac{pD_{вн}}{2\delta_n}, \quad (4.7)$$

Значение продольного напряжения в трубопроводе от нормативных нагрузок и воздействий:

$$\sigma_{np}^H = \mu \cdot \sigma_{кц}^H - \alpha \cdot E \cdot \Delta t \pm \frac{E \cdot D_n}{2 \cdot \rho_{min}}, \quad (4.8)$$

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

Определим кольцевые напряжения от нормативного (рабочего) давления:

					Глава 4. Расчет нефтепровода на прочность, устойчивость и сейсмостойкость	Лист
						47
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

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

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 $\sigma_{кц}^H \leq \frac{m}{0,9k_n} R_2^H$ 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:

$$S \leq mN_{кр} \quad (4.9)$$

					Глава 4. Расчет нефтепровода на прочность, устойчивость и сейсмостойкость	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		48

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

$$S = ((0,5 - \mu) \cdot \sigma_{кц}^н + \alpha \cdot E \cdot \Delta t) \cdot F, \quad (4.10)$$

где $\sigma_{кц}^н$ – кольцевые напряжения от расчетного внутреннего давления, МПа;

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

$$F = \frac{\pi}{4} \cdot (D_n^2 - D_{вн}^2), \quad (4.11)$$

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

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

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

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

					Глава 4. Расчет нефтепровода на прочность, устойчивость и сейсмостойкость	Лист
						49
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

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

$$N_{кр} = 4,09 \cdot \sqrt[1]{p_0^2 \cdot F^2 \cdot J^3 \cdot q_{ен}^4 \cdot E^5}, \quad (4.12)$$

где p_0 –сопротивление грунта продольному перемещению отрезка трубопровода единичной длины, $H / м$;

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

$q_{ен}$ –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, $H / м$

$$p_0 = \pi \cdot D_n \cdot \tau_{np}, \quad (4.13)$$

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

Предельные касательные напряжения по контакту трубопровода с грунтом, определим по формуле:

$$\tau_{np} = p_{cp} \cdot tg \varphi_{cp} + c_{cp}, \quad (4.14)$$

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

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

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

Величину p_{cp} определим по формуле:

$$p_{cp} = \frac{2 \cdot n_{cp} \cdot \gamma_{cp} \cdot D_n \cdot \left[\left(h_0 + \frac{D_n}{2} \right) + \left(h_0 + \frac{D_n}{2} \right) \cdot tg^2 \left(45^\circ - \frac{\varphi_{cp}}{2} \right) \right] + q_{mp}}{\pi \cdot D_n}, \quad (4.15)$$

					Глава 4. Расчет нефтепровода на прочность, устойчивость и сейсмостойкость	Лист
						50
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

где n_{ep} – коэффициент надежности по нагрузке от веса грунта, принимаемый по таблице 13* СНиП 2.05.06-85, $n_{ep}=0,95$;

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 , определяемая по формуле:

$$q_{mp}^H + q_u^H + q_{np}^H, \quad (4.16)$$

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

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

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

a. Нагрузка от веса трубы, Н / м

$$q_{mp}^H = n_{ce} \cdot \rho_{cm} \cdot g \cdot \frac{\pi}{4} \cdot (D_n^2 - D_{вн}^2) \quad (4.17)$$

где n_{ce} – коэффициент надежности по нагрузке от действия массы (собственного веса) трубопровода и обустройств, принимаемый по табл. 13* СНиП 2.05.06-85;

ρ_{cm} – плотность стали, кг/м^3 ;

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

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.

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

b. Нагрузка от изоляции трубопровода, Н / м

$$q_{из} = n \cdot \gamma_{из} \cdot \frac{\pi}{4} \cdot (D_{из}^2 - D_n^2), \quad (4.18)$$

					Глава 4. Расчет нефтепровода на прочность, устойчивость и сейсмостойкость	Лист
						51
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

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

$$q_{np} = 10^{-4} \cdot \rho_n \cdot g \cdot \frac{\pi \cdot D_{вн}^4}{4}, \quad (4.19)$$

где ρ_n – плотность нефти, кг/м³;

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

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

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 (4.15.):

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

Предельные касательные напряжения находим по формуле (4.14.):

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

Сопротивление грунта продольным перемещениям трубопровода определим по формуле (4.13.):

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

Сопротивление грунта поперечным вертикальным перемещениям трубопровода определим по формуле:

$$q_{вн} = n_{cp} \cdot \gamma_{cp} \cdot D_n \cdot \left(h_0 + \frac{D_n}{2} - \frac{\pi \cdot D_n}{8} \right) + q_{mp}, \quad (4.20)$$

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

					Глава 4. Расчет нефтепровода на прочность, устойчивость и сейсмостойкость	Лист
						52
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

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

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

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

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

Критическое продольное усилие, при котором наступает потеря устойчивости по формуле (4.12):

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

J –осевой момент инерции поперечного сечения трубы на рассматриваемом

участке, м^4 , определяется по формуле:

$$J = \frac{\pi}{64} \cdot (D_u^4 - D_{en}^4), \quad (4.21)$$

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

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)

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

4.3 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 (4.22) и (4.23):

$$F_k = E \cdot F \cdot \frac{V_{\max}}{\alpha_k \cdot V_k} \leq F_t, \quad (4.22)$$

$$M_k = E \cdot J \cdot \frac{a}{(\beta_k \cdot V_k)^2}, \quad (4.23)$$

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

					Глава 4. Расчет нефтепровода на прочность, устойчивость и сейсмостойкость	Лист
						53
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

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

α_k, β_k – коэффициенты, определяемые по таблице 4.1, в нашем случае тип волны – продольная;

V_k – скорость распространения волны k-го типа (тип согласно табл. 4.2);

F_t – сила, передаваемая на конструкцию за счет трения грунта;

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 4.3;

Таблица 4.1.

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 4.2 – Типы учитываемых сейсмических волн

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

Таблица 4.3

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:

$$v_{\max} = v_0 \cdot \frac{a}{g}, \quad (4.24)$$

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:

$$F_t = f_t \cdot \frac{\lambda_k}{4}, \quad (4.25)$$

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

λ_k – длина волны, определяемая по формуле:

$$\lambda_k = V_k \cdot T, \quad (4.26)$$

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

Тогда:

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

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

$$f_t = \frac{\pi \cdot D_n \cdot \gamma_{zp} \cdot \mu \cdot (1 \cdot k_0)}{2} \cdot h_0, \quad (4.27)$$

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

					Глава 4. Расчет нефтепровода на прочность, устойчивость и сейсмостойкость	Лист
						55
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

k_0 –калибровочный коэффициент, равный 0,5;

h_0 –глубина заложения трубопровода принимаем $h_0=0,8$ 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 (4.25), 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 сейсмоустойчив $3,44 \text{ МН} \leq 5,437 \text{ МН}$.

					Глава 4. Расчет нефтепровода на прочность, устойчивость и сейсмостойкость	Лист
						56
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Форма задания для раздела
«Социальная ответственность»

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



Институт	ИПР
Направление подготовки (специальность)	21.03.01 «Нефтегазовое дело» профиль «Эксплуатация и обслуживание объектов транспорта и хранения нефти, газа и продуктов переработки»
Уровень образования	Бакалавриат
Кафедра	ТХНГ
Период выполнения	(осенний / весенний семестр 2015/2016 учебного года)

Студенту:

Группа	ФИО
2Б2А	Новиков Сергей Дмитриевич

Тема работы:

«Современные технологии сооружения магистральных нефтепроводов в сейсмически опасных районах»	
Утверждена приказом проректора-директора (директора) (дата, номер)	04.04.2016 г. №2587/с

Форма представления работы:

Бакалаврская работа (бакалаврская работа, дипломный проект/работа, магистерская диссертация)
--

ЗАДАНИЕ

Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:	<ol style="list-style-type: none">1. Выявление факторов рабочего места (рабочей зоны, технологического процесса, механического оборудования), характеризующих процесс взаимодействия трудящихся с окружающей производственной средой со стороны их:<ul style="list-style-type: none">-- вредных проявлений (метеоусловия, вредные вещества, освещение, шумы, вибрации, электромагнитные поля, ионизирующие излучения);-- опасных проявлений (механической природы, термического характера, электрической, пожарной и взрывной природы);2. Определение факторов рабочего места (рабочей зоны, технологического процесса, механического оборудования), характеризующих процесс воздействия их на окружающую природную среду (атмосферу, гидросферу, литосферу)3. Описание факторов рабочего места (рабочей зоны, технологического процесса, механического оборудования), характеризующих процесс возникновения чрезвычайных ситуаций (техногенного, стихийного, экологического и социального характера).4. Знакомство и отбор законодательных и нормативных документов по теме.
--	---

<p>Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке</p>	<p>1. Характеристика факторов изучаемой производственной среды, описывающих процесс взаимодействия человека с окружающей производственной средой в следующей последовательности:</p> <ul style="list-style-type: none"> - физико – химическая природа фактора, его связь с раз – рабатываемой темой; -- действие фактора на организм человека ; - приведение допустимых норм с необходимой размер – ностью (с ссылкой на соответствующий нормативно – технический документ); -- рекомендуемые средства защиты (сначала коллективной защиты, затем – индивидуальные защитные средства) <p>2. Анализ опасных факторов проектируемой производ – енной среды 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 электричес – тво, молниезащита - источники, средства защиты); -- пожаровзрывобезопасность (причины, профилактичес – кие мероприятия, первичные средства пожаротушения); <p>3. Охрана окружающей среды:</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); <p>4. Защита в чрезвычайных ситуациях:</p> <ul style="list-style-type: none"> - перечень возможных ЧС на объекте; - разработка действий в результате возникшей ЧС и мер по ликвидации её последствий. <p>5. Правовые вопросы обеспечения безопасности:</p> <ul style="list-style-type: none"> - характерные для проектируемой рабочей зоны правовые нормы трудового законодательства; - организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны.
<p>Перечень расчетного и графического материала</p>	<p>Определение ущерба окружающей природной среде при аварии на магистральном нефтепроводе</p>

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

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
<p>Старший преподаватель кафедры ЭБЖД</p>	<p>Алексеев Н.А.</p>			

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
<p>2Б2А</p>	<p>Новиков С.Д.</p>		

Глава 5. Социальная ответственность при проведении анализа современных технологий сооружения магистральных трубопроводов в сейсмически опасных районах

Данная выпускная квалификационная работа представлена научно-исследовательской работой, во время выполнения которой осуществлялась обработка результатов анализов.

Цель данного раздела: проанализировать опасные и вредные факторы при данном виде производственной деятельности и решить вопросы обеспечения защиты от них на основе требований действующих нормативно-технических документов.

5.1 Профессиональная социальная 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. Отсюда - обусловленность проблематики безопасности субъективными позициями, неоднозначными оценками, фрагментарными суждениями. В методологическом плане важно иметь целостное представление о безопасности как социальном явлении. [25]

					<i>«Современные технологии сооружения магистральных нефтепроводов в сейсмически опасных районах»</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 5. Социальная ответственность при проведении анализа современных технологий сооружения магистральных трубопроводов в сейсмически опасных районах</i>	<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Руковод.</i>		<i>Кончакова Н.В.</i>					59	110
<i>Консульт.</i>						ТПУ ИПР ТХНГ гр.2Б2А		
<i>Зав. Каф.</i>		<i>Рудаченко А.В.</i>						

5.1.1 Анализ вредных производственных факторов и обоснование мероприятий по их устранению (*производственная санитария*)

При строительстве магистрального трубопровода могут иметь место следующие вредные факторы:

- состояние воздушной среды;
- освещенность рабочей зоны;
- уровень шума и вибрации; микроклимат.

1) Повышенная запыленность и загазованность воздуха

Содержание вредных веществ в воздухе рабочей зоны не должно превышать предельно допустимых концентраций. Разрешается работа без противогаза при загазованности воздуха менее 300 мг/м³ [25].

Для дегазации зоны производства работ должны применяться взрывозащищенные переносные вентиляционные установки типа СТАФ 1-02, СТАФ 1-025, СТАФ 1-035, СТАФ 1-040 с электродвигателями во взрывозащищенном исполнении, соответствующим категориям взрывопожароопасной смеси ПА-ТЗ (по ГОСТ 12.01.011-78).

Содержание пыли в воздухе не должно превышать 0,5 мг/м³. Не должно быть присутствие в воздухе посторонних газов и запахов [25].

Для защиты от повышенной запыленности следует одевать средства индивидуальной защиты, предотвращающие попадание пыли в дыхательные органы – дефлекторы.

2) Повышенная или пониженная температура воздуха рабочей зоны

Для защиты от неблагоприятного воздействия климатических факторов должны использоваться следующие виды средств индивидуальной защиты: спецодежда, спецобувь, средства защиты рук и головные уборы.

Спецодежда для защиты от низкой температуры, ветра и атмосферных осадков в зависимости от условий труда изготавливается из

					Глава 5. Социальная ответственность при проведении анализа современных технологий сооружения магистральных трубопроводов в сейсмически опасных районах	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		60

хлопчатобумажных тканей с водоотталкивающими и другими пропитками из натурального или искусственного меха и синтетических утеплителей.

Жёсткость погоды равна $t^{\circ}C+CV$ (измеряется в баллах). Для сибирского региона при жесткости погоды 40 баллов работы прекращаются.

Должно быть предусмотрено место отдыха рабочих [25].

Рабочее освещение нормируется СНиП II – 4 – 79 в зависимости от разряда зрительной работы, контраста объекта с фоном и характеристикой фона. Рабочее освещение должно создавать равномерную освещённость, исключать возможность образования резких теней, блескости, обеспечивать правильную цветопередачу, быть экономичным, надёжным и удобным в эксплуатации [26].

Аварийное освещение предусматривается на случай отключения рабочего для продолжения работ или для эвакуации людей. Освещённость в первом случае должна составлять не менее 2лк, во втором – не менее 0,5лк. Для охранного освещения (не менее 0,5лк) используется часть светильников рабочего освещения.

При устройстве наружного освещения строительных площадок необходимо учитывать размер освещаемой площади, форму и рельеф местности. Если ширина площадки не превышает 150м, то лучше всего применять прожекторы типа ПЗС – 35, GCV – 50 с лампами ДРЛ, в случае ширины площадки до 250 м – прожекторы типа ПКН с ксеноновыми лампами ДКсТ – 10000, ДКсТ – 20000 или прожекторы типа «Никулус» с лампами типа ИСУ.

Коллективные средства защиты (КСЗ)[26]:

- наличие светильников (взрывозащищенных);
- освещённость должна быть постоянной во времени;
- яркость светильников (отсутствие прямой и отражённой блескости).

Включает в себя:

- 1) Повышенный уровень шума на рабочем месте [28]

Параметры:

					<i>Глава 5. Социальная ответственность при проведении анализа современных технологий сооружения магистральных трубопроводов в сейсмически опасных районах</i>	<i>Лист</i>
						61
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		

- частота;
- звуковое давление (75Дб);
- скорость распространения (воздух 350м/с);
- интенсивность.

Шум является причиной не только несчастных случаев, но и заболеваний. Шум снижает слуховую чувствительность, нарушает ритмы дыхания, деятельность сердца, нервной системы [28].

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, противозумный шлем.

2) Повышенный уровень вибрации

Характеризуется:

- частотой;
- амплитудой;
- скоростью.

Под действием вибрации у человека развивается вибрационная болезнь. Наиболее опасная для человека вибрация с частотой 16 - 250 Гц. Различают местную и общую вибрацию. Общая вибрация передаётся через сидение, пол, а местная – через руки. Общая вибрация более вредна, чем местная. В результате развития вибрационной болезни нарушается нервная регуляция, теряется чувствительность пальцев, деформируются кистевой, локтевой, плечевой суставы с ограничением опорно-двигательной функции.

Регламентированные перерывы продолжительностью 10 – 15 мин рекомендуются после 45 – 60 мин работы. Лицам моложе 18 лет и беременные женщины к вибрационным работам не допускаются [28].

					<i>Глава 5. 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>		62

Запрещаются сверхурочные работы. На вибрационных работах должны быть исключены значительные физические усилия, неудобное положение тела, действие охлаждения, голод [28].

Коллективные средства защиты (КСЗ): крепление вибрирующих частей, планово-предупредительный ремонт механизмов и оборудования, амортизаторы, вибросмазка, виброобувь, виброрукавицы.

Параметры, характеризующие фактор и допустимые нормы [29]:

- температура (17-22°C);
- влажность (<75%);
- скорость движения воздуха (<0,3 м/с);
- тепловое излучение (<350 Вт/м²).

Коллективные средства защиты (КСЗ): отопление и кондиционеры (для поддержания комнатной температуры), вентиляция, «герметизация» помещения (от сквозняков), установка экранов, перегородок, теплоизоляция.

5.1.2. Анализ опасных производственных факторов и обоснование мероприятий по их устранению (техника безопасности)

При строительстве магистрального трубопровода могут иметь место следующие опасные факторы:

- механические травмы;
- поражение электрическим током;
- взрыв;

1) Передвижение техники

Место проведения работ должно быть ограждено. По периметру ограждения и по углам, на расстоянии не более 30 м друг от друга, а также в местах прохода людей должны быть выставлены знаки безопасности в соответствии с ГОСТ Р. 12.4.026. Знаки безопасности и разметка сигнальная, размер которых должен обеспечивать их визуальное восприятие на расстоянии не менее 15 м. Запрещается передвижение техники, не занятой в производстве строительно-монтажных работ, ближе 10 м от края траншеи. Запрещается

					<i>Глава 5. 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>		63

размещение механизмов и техники, участвующих в работе строительству трубопровода, на расстоянии менее 1,5 м от бровки траншеи [29].

2) Применение грузоподъемных механизмов

Все работы производятся при наличии у рабочих защитных касок. Погрузочно – разгрузочные работы выполняют лица, прошедшие специальное производственное обучение и имеющие соответствующие документы, подтверждающие их квалификацию.

При работе нужно быть внимательным и осторожным. Площадки для погрузочно – разгрузочных работ должны быть спланированы и иметь уклон не более 5 градусов.

Запрещается выполнение работ при скорости ветра 15 м/с и более, при гололеде, грозе и тумане, исключающих видимость в пределах фронта работ [29].

В процессе использования электроприборов и электрооборудования может возникнуть опасность поражения электрическим током. По опасности поражения электрическим током согласно Правилам устройства электроустановок (ПУЭ) 6-ое издание помещение без повышенной опасности, в которых отсутствуют условия, создающие повышенную или особую опасность. Технические средства защиты от поражения электрическим током делятся на коллективные и индивидуальные. В нашем случае обеспечиваются основные коллективные способы и средства электрозащиты: изоляция провода компьютера, розетка со специальным защитным заземлением. Индивидуальные основные изолирующие электрозащитные средства (диэлектрические боты, резиновые коврики и т.д.) при работе с компьютером не потребуются в следствии отсутствия повышенной опасности поражения электрическим током в помещении.

Временные допустимые уровни электромагнитных полей (ЭМП), создаваемых ПЭВМ, не должны превышать значений, представленных в табл.7.4. согласно САНПИН 2.2.2/2.4.1340-03 [24].

					<i>Глава 5. Социальная ответственность при проведении анализа современных технологий сооружения магистральных трубопроводов в сейсмически опасных районах</i>	Лист
						64
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Таблица 5.1 — Временные допустимые уровни ЭМП, создаваемых ПЭВМ (САНПИН 2.2.2/2.4.1340-03)

Наименование параметров		ВДУ ЭМП
Напряженность электрического поля	в диапазоне частот 5 Гц - 2 кГц	25 В/м
	в диапазоне частот 2 кГц - 400 кГц	2,5 В/м
Плотность магнитного потока	в диапазоне частот 5 Гц - 2 кГц	250 нТл
	в диапазоне частот 2 кГц - 400 кГц	25нТл
Поверхностный электростатический потенциал экрана видеомонитора 500В		

Взрыв – чрезвычайно быстрое химическое (взрывчатое) превращение, сопровождающееся выделением энергии и образованием сжатых газов, способных производить механическую работу [31].

1) Физический взрыв

При строительстве магистральных трубопроводов физический взрыв может возникать при эксплуатации газовых баллонов (требующихся при газовой сварке). В результате резкого повышения давления баллоны взрываются. Основное требование-это герметичность баллонов.

Меры безопасности:

- газовые баллоны необходимо хранить в вертикальном положении и проветриваемом помещении под навесами. Их следует защищать от воздействия прямых солнечных лучей и осадков. Баллоны не должны храниться на расстоянии менее 1 м от радиаторов отопления и ближе 5 м от открытого огня;
- нельзя переносить баллоны на плечах или руками в обхват;
- эксплуатировать можно только исправные баллоны. Их надо устанавливать вертикально на месте проведения работ и надежно закреплять для предохранения от падения. Установленный баллон должен быть надежно защищен от воздействия открытого огня,
- теплового излучения и прямых солнечных лучей.[31]

Меры контроля: внешний осмотр сосудов, неразрушающие методы контроля (люминесцентные, ультразвуковые, рентгеновские методы), гидравлические испытания сосудов, механические испытания материалов из которых изготовлены сосуды.

2) Химический взрыв

При строительстве магистрального трубопровода химический взрыв может возникать при превышении ПДК углеводородов в воздухе, при ПДК > 300 мг/м³ возникает опасность химического взрыва. Для предотвращения химического взрыва состояние воздушной среды следует контролировать систематически.

5.2 Экологическая безопасность

В ходе строительства магистральных трубопроводов в сейсмически опасных районах согласно методическим указаниям по разработке раздела «Производственная и экологическая безопасность» выпускной квалификационной работы для студентов Института геологии и нефтегазового дела всех форм обучения возможные вредные воздействия для окружающей среды представлены в табл.5.2.

Таблица 5.2

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; соблюдение земель в залесенных территориях
<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; топливозаправщик), в период эксплуатации (фланцевые соединения).	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.5.3, 5.4.

Таблица 5.3 – Рекомендуемые минимальные расстояния от магистральных трубопроводов для транспортирования нефти (СанПиН 2.2.1/2.1.1.1200-03)

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 коррозирующими 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 5.4 — Рекомендуемые минимальные разрывы от газопроводов (СанПиН 2.2.1/2.1.1.1200-03)

Элементы застройки	Расстояние в м
Многоэтажные жилые и общественные здания	50
Малозэтажные жилые здания, теплицы, склады	20
Водопроводные насосные станции, водозаборные и очистные сооружения, артскважины *	30
* При этом должны быть учтены требования организации I, II и III поясов зон санитарной охраны источников водоснабжения.	

5.3. Безопасность в чрезвычайных ситуациях

5.3.1. 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);

					Глава 5. Социальная ответственность при проведении анализа современных технологий сооружения магистральных трубопроводов в сейсмически опасных районах	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		68

- 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 СНиП II-7-81* «Строительство в сейсмических районах».

Поведение работника в такой ситуации согласно учебнику для вузов «Безопасность жизнедеятельности» 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;
- выходить из помещения, прижавшись спиной к стене, особенно если придется спускаться по лестнице;

					<i>Глава 5. Социальная ответственность при проведении анализа современных технологий сооружения магистральных трубопроводов в сейсмически опасных районах</i>	<i>Лист</i>
						69
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		

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.

5.3.2. 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" 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 СНиП 2.05.06-85. 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 5. Социальная ответственность при проведении анализа современных технологий сооружения магистральных трубопроводов в сейсмически опасных районах	Лист
						70
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.).

5.3.3 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.

Определение ущерба окружающей природной среде при аварии на магистральном нефтепроводе

Исходные данные:

					Глава 5. Социальная ответственность при проведении анализа современных технологий сооружения магистральных трубопроводов в сейсмически опасных районах	Лист
						71
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Подземный нефтепровод диаметром 1020 мм с толщиной стенки 11 мм, длиной 98 км между двумя насосными станциями, глубина заложения 2 м. Нефтепровод имеет подводный переход через судоходную реку на 63-73 км. Нефтеперекачивающая станция находится на 0 и 98 км.

Место аварии 72 км. Вдоль продольного шва в результате коррозии образовалась трещина (по нижней образующей трубы в 30 градусах от вертикальной оси) длиной 0,2 м с величиной максимального раскрытия кромок разрыва равной 0,01 м. Общая площадь загрязнения нефтью составила 1148м². Из них 500м² – загрязнение нефтью береговой зоны. Левая задвижка от места аварии находится на 62 км трассы, правая – 74 км. Время возникновения аварии – 10.06.2008 г. в 14:00. Время остановки перекачки нефти – 30 минут. Время закрытия задвижек – 30 минут. Температура наружного воздуха равна 24° С, температура верхнего слоя земли 22° С, температура верхнего слоя воды 19° С. Грунт берега – песок влажностью 60%.

Объем нефти, вытекшей из нефтепровода с момента возникновения аварии до момента остановки перекачки, определяется соотношением:

$$V_1 = Q_1 \cdot T_1 = Q_1(T_a - T_0), \quad (1)$$

где V_1 – объем вытекшей нефти из трубопровода, м³;

Q_1 – расход нефти через место повреждения с момента возникновения аварии до остановки перекачки, м³ / ч;

T_1 – продолжительность истечения нефти из поврежденного нефтепровода при работающих насосных станциях, с;

T_a – время повреждения нефтепровода, с;

T_0 – время остановки насосов после повреждения, с;

Время повреждения и остановки насосов фиксируется системой автоматического контроля режимов перекачки.

Расход нефти через место повреждения определяется из выражения:

					Глава 5. Социальная ответственность при проведении анализа современных технологий сооружения магистральных трубопроводов в сейсмически опасных районах	Лист
						72
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

$$Q_1 = Q' - Q_0 \left[\frac{z_1 - z_2 + \frac{P_1 - P_2}{\rho g} - i_0 \cdot x^* \left(\frac{Q'}{Q_0} \right)^{2-m_0}}{(l - x^*) \cdot i_0} \right]^{\frac{1}{2-m_0}} =$$

$$1,52 - 1,304 \left[\frac{43,2 - 73,7 + \frac{511 \cdot 10^6 - 5,2 \cdot 10^5}{816 \cdot 9,8} - 0,005 \cdot 72000 \left(\frac{1,52}{1,304} \right)^{2-0,25}}{(l - x^*) \cdot i_0} \right]^{\frac{1}{2-0,25}} = 0,59 \text{ м}^3 / \text{с} \quad (2)$$

где Q' – расход нефти в НП в поврежденном состоянии, $\text{м}^3/\text{с}$;

Q_0 – расход нефти в НП при работающих насосных станциях в исправном состоянии, $\text{м}^3/\text{с}$;

Z_1 – геодезическая отметка начала участка нефтепровода, м;

Z_2 – геодезическая отметка конца участка нефтепровода, м;

P_1 – давление в начале участка НП в поврежденном состоянии, Па;

P_2 – давление в конце участка НП в поврежденном состоянии, Па

ρ – плотность нефти, $\text{кг}/\text{м}^3$;

g – ускорение силы тяжести, $\text{м}/\text{с}^2$;

i_0 – гидравлический уклон при перекачки нефти по исправному НП;

x^* – протяженность участка НП от насосной станции до места повреждения, м;

m_0 – показатель режима движения нефти по НП в исправном его состоянии;

l – протяженность участка НП, заключенного между двумя насосными станциями, м. [15]

$$V_1 = 0,59 \cdot (50400 - 52200) = 1062 \text{ м}^3. \quad (3)$$

Объем нефтенасыщенного грунта:

$$V_{ГР} = F_{ГР} \cdot h_{ср} = 500 \cdot 0,03 = 15 \text{ м}^3, \quad (4)$$

где $F_{гр}$ – площадь нефтенасыщенного грунта, м²;

$h_{ср}$ – средняя глубина пропитки грунта на всей площади нефтенасыщенного грунта, м.

Масса нефти впитавшейся в грунт:

$$M_{вп} = V_{гр} \cdot K_H \cdot \rho = 15 \cdot 0,4 \cdot 816 = 4896 \text{ кг}, \quad (5)$$

где K_H – коэффициент насыщения.

Степень загрязнения водных объектов определяется массой растворенной и эмульгированной в воде нефти.

Масса нефти разлитой на поверхности воды:

$$M_P = (m_P - m_\phi) \cdot F_{вод} \cdot 10^{-6} = (70 - 0,1) \cdot 648 \cdot 10^{-6} = 0,045 \text{ т}, \quad (6)$$

где m_P – удельная масса пленочной нефти на 1 м² площади реки после аварии;

m_ϕ – удельная масса пленочной нефти на 1 м² площади реки до аварии;

$F_{вод}$ – площадь поверхности реки, покрытая разлитой нефтью.

Масса нефти, загрязняющей толщу воды:

$$M_B = 0,0058 \cdot M_P \cdot (C_H - C_\phi) = 0,0058 \cdot 0,045 \cdot (122 - 0,5) = 0,0317 \text{ т}, \quad (7)$$

где M_P – масса нефти, разлитой на поверхности водного объекта, т;

C_H – концентрация насыщения растворенной и эмульгированной нефти в поверхностном слое воды;

C_ϕ – концентрация растворенной и эмульгированной нефти в воде до аварии.

Масса пленочной нефти, оставшаяся на водной поверхности после проведения обязательных мероприятий по ликвидации последствий разливов нефти:

$$M_{пл.ост} = m_{пл.ост} \cdot F_{н.ост} = 0,5 \cdot 648 = 324 \text{ г}, \quad (8)$$

где $m_{пл.ост}$ – масса пленочной нефти на 1 м² площади водной поверхности после завершения сбора основной массы разлитой нефти, г/м²;

$F_{н.ост}$ – площадь водной поверхности, покрытой пленочной нефтью после завершения сбора основной массы разлитой нефти, м²

Масса нефти, принимаемая для расчета платы за загрязнение водного объекта при авариях на нефтепроводах:

$$M_{вод} = M_B + M_{пл.ост} = 0,0317 + 0,00032 = 0,03202 \text{ т}, \quad (9)$$

Масса летучих низкомолекулярных углеводородов, испарившихся с поверхности почвы, покрытой разлитой нефтью:

$$M_{ип} = q_{ип} \cdot F_{гр} \cdot 10^{-6} = 0,056 \cdot 500 \cdot 10^{-6} = 0,278 \text{ т}, \quad (10)$$

где $q_{ип}$ - удельная величина выбросов углеводородов с 1 м² поверхности нефти, разлившейся на земле, г/м²;

$F_{гр}$ - площадь поверхности почвы, покрытая разлитой нефтью, м².

Масса летучих низкомолекулярных углеводородов, испарившихся с поверхности водного объекта:

$$M_{ив} = q_{ив} \cdot F_H \cdot 10^{-6} = 403,5 \cdot 648 \cdot 10^{-6} = 0,261 \text{ т} \quad (11)$$

где $q_{ив}$ - удельная величина выбросов углеводородов с 1 м² поверхности нефти, разлившейся на воде, г/м²;

F_H - площадь поверхности реки, покрытая разлитой нефтью;

Масса нефти, принимаемая для расчета платы за загрязнение атмосферы при авариях на нефтепроводах:

$$M_{атм} = M_{ип} + M_{ив} = 0,278 + 0,261 = 0,539 \text{ т}, \quad (12)$$

Оценка ущерба окружающей природной среде, подлежащего компенсации, от загрязнения земель.

$$У_{гр} = H_c \cdot F_{гр} \cdot K_{п} \cdot K_{э} \cdot K_{г} = 17890 \cdot 500 \cdot 2,5 \cdot 0,3 \cdot 1,6 \cdot 1 = 10734000 \text{ руб}, \quad (13)$$

где H_c – норматив стоимости сельскохозяйственных земель, руб/т;

$F_{гр}$ – площадь нефтенасыщенного грунта, м²;

					Глава 5. Социальная ответственность при проведении анализа современных технологий сооружения магистральных трубопроводов в сейсмически опасных районах	Лист
						75
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

K_{Π} – коэффициент пересчета, принимаемый в зависимости от периода времени по восстановлению загрязненных сельскохозяйственных земель;

$K_{\text{в}}$ – коэффициент пересчета в зависимости от степени загрязнения земель нефтью;

$K_{\text{э}}$ – коэффициент экологической ситуации и экологической значимости грунта в данном регионе;

K_{Γ} – коэффициент пересчета в зависимости от глубины загрязнения земель;

Оценка ущерба, подлежащего компенсации, окружающей природной среде от загрязнения нефтью водных объектов.

$$U_{\text{ВОД}} = 5 \cdot K_{\text{И}} \cdot K_{\text{э.в}} \cdot N_{\text{б.в.Г}} \cdot M_{\text{ВОД}} = 5 \cdot 5,4 \cdot 1,6 \cdot 221750 \cdot 0,0317 \cdot 1 = 30367385 \text{ руб.}, \quad (14)$$

где 5 – повышающий коэффициент, принимаемый для расчета платы за ущерб при условии сверхлимитного сброс загрязняющих веществ в воду;

$K_{\text{И}}$ – коэффициент инфляции;

$K_{\text{э.в}}$ – коэффициент экологической ситуации и экологической значимости состояния;

$N_{\text{б.в.}}$ – базовый норматив платы за сброс 1,0 т нефти в поверхностный водный объект в пределах установленного лимита, руб/т;

$M_{\text{вод}}$ – масса нефти, причинившая ущерб и принимаемая для платы за загрязнение водного объекта при авариях на трубопроводах, т.

Оценка ущерба, подлежащего компенсации, окружающей природной среде от загрязнения атмосферы.

$$U_{\text{АТМ}} = 5 \cdot K_{\text{И}} \cdot K_{\text{э.а}} \cdot N_{\text{б.а.Г}} \cdot M_{\text{АТМ}} = 5 \cdot 5,4 \cdot 1,6 \cdot 50 \cdot 0,539 = 1164,24 \text{ руб.}, \quad (15)$$

где $K_{\text{э.а}}$ – коэффициента экологической ситуации;

$N_{\text{б.а.}}$ – базовый норматив платы руб/т;

$M_{\text{воз}}$ – масса испарившихся летучих низкомолекулярных углеводородов нефти с поверхности земли или воды, т

Плата за загрязнение окружающей природной среды при авариях на магистральных нефтепроводах.

$$P = Y_{\text{ГР}} + Y_{\text{ВОЗ}} + Y_{\text{АТМ}} = 10734000 + 30367385 + 1164,24 = 1103883809 \text{ руб.} \quad (16)$$

5.4. Законодательное регулирование проектных решений

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» [30].

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 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

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата

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 5. 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>		78

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

Студенту:

Группа	ФИО
2Б2А	Новиков Сергей Дмитриевич

Институт	ИПР	Кафедра	ТХНГ
Уровень образования	Бакалавр	Направление/специальность	Нефтегазовое дело

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

1. Стоимость ресурсов для строительства перехода МТ через тектонический разлом: материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих	
2. Нормы и нормативы расходования ресурсов	
3. Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования	

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

1. Экономическое обоснование строительства перехода МТ через тектонический разлом	
2. Расчет себестоимости материалов при сооружении перехода МТ через тектонический разлом	

Перечень графического материала

1. Оценка готовности проекта к коммерциализации
2. Матрица SWOT
3. График проведения НИИ
4. Распределение затрат на строительство перехода МТ через тектонический разлом

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

Задание выдал консультант:

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

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б2А	Новиков С.Д.		

Глава 6. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение

6.1 Экономическое обоснование строительства перехода МТ через тектонический разлом

В данном разделе произведен анализ сильных и слабых сторон проекта, рассчитана стоимость затраченных материалов при сооружении перехода участка подземного трубопровода через тектонический разлом с применением специальной конфигурации траншеи. Такой же метод был разработан и предложен компанией Маккафери и использован на переходах нефтепроводов по проекту Сахалин II/Фаза 2.

6.1.1 SWOT-анализ

SWOT – Strengths (сильные стороны), Weaknesses (слабые стороны), Opportunities (возможности) и Threats (угрозы) – представляет собой комплексный анализ научно-исследовательского проекта. SWOT-анализ применяют для исследования внешней и внутренней среды проекта.

Таблица 6.1.– Матрица SWOT

<p style="text-align: center;">Сильные стороны:</p> <p style="text-align: center;">С1. Разнообразие технических решений</p> <p style="text-align: center;">С2. Обеспечение безопасности при транспортировке нефти с помощью трубопроводов в сейсмически опасных районах</p>	<p style="text-align: center;">Слабые стороны:</p> <p style="text-align: center;">Сл1. Необходимость точной и аккуратной установки оборудования</p> <p style="text-align: center;">Сл2. Дорогостоящее решение</p> <p style="text-align: center;">Сл3. Сложность монтажа</p>
--	--

					<i>«Современные технологии сооружения магистральных нефтепроводов в сейсмически опасных районах»</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>Кончакова Н.В.</i>				80	110	
<i>Консульт.</i>						ТПУ ИПР ТХНГ гр.2Б2А		
<i>Зав. Каф.</i>		<i>Рудаченко А.В.</i>						

<p>Возможности:</p> <p>В1. Строительство нефтепроводов в данных районах позволит значительно увеличить объем выручки и долю денежных поступлений</p> <p>В2. Участие в программе экспорта нефти в страны АТР</p>	<p>Угрозы:</p> <p>У1. Текущее снижение мировых цен на нефть приводит к снижению стоимости нефтепродуктов, что может привести к не конкурентоспособности нефтепродуктов, добываемых в сейсмически опасных районах</p> <p>У2. Выход из строя производственного оборудования</p>
--	--

6.1.2 Оценка готовности проекта к коммерциализации

На какой бы стадии жизненного цикла не находилась научная разработка полезно оценить степень ее готовности к коммерциализации и выяснить уровень собственных знаний для ее проведения (или завершения). Для этого необходимо заполнить специальную форму, содержащую показатели о степени проработанности проекта с позиции коммерциализации и компетенциям разработчика научного проекта. Результаты анализа степени готовности приведены в таблице (Приложение Б).

Оценка готовности научного проекта к коммерциализации (или уровень имеющихся знаний у разработчика) определяется по формуле:

$$B_{\text{сум}} = \sum B_i ,$$

где $B_{\text{сум}}$ – суммарное количество баллов по каждому направлению; B_i – балл по i -му показателю.

Значение $B_{\text{сум}}$ позволяет говорить о мере готовности научной разработки и ее разработчика к коммерциализации. Значение степени проработанности научного проекта составило 58, что говорит о хорошей перспективности, а знания разработчика достаточны для успешной ее коммерциализации. Значение уровня имеющихся знаний у разработчика составило 47 – перспективность выше среднего.

По результатам оценки можно сказать, что в первую очередь необходимо проработать вопросы использования услуг инфраструктуры поддержки, получения льгот. Следующими задачами будет проработка вопросов финансирования коммерциализации научной разработки и поиск команды для коммерциализации научной разработки.

6.1.3 План проекта

В рамках планирования научного проекта необходимо построить календарный и сетевые графики проекта. Линейный график представлен в виде таблицы 6.2.

Таблица 6.2 – Календарный план проекта

Код работы (из ИСР)	Название	Длительность, дни	Дата начала работ	Дата окончания работ	Состав участников (ФИО ответственных исполнителей)
1	Выдача задания диплома	2	08.02.2016	09.02.2016	Новиков С.Д. Антропова Н.А.
2	Постановка задачи и целей исследования, актуальность, научная новизна	3	15.02.2016	18.02.2016	Новиков С.Д. Антропова Н.А.
3	Объект и методы исследования	15	19.02.2016	04.03.2016	Новиков С.Д.
4	Расчеты и аналитика	55	05.03.2016	29.04.2016	Новиков С.Д. Антропова Н.А.

Продолжение таблицы 6.2

5	Результаты и обсуждения	12	30.04.2016	11.05.2016	Новиков С.Д. Антропова Н.А
6	Оформление пояснительной записки	8	12.05.2016	20.05.2016	Новиков С.Д.
Итого:		95			



Для иллюстрации календарного плана проекта приведена диаграмма Ганта, на которой работы по теме представляются протяженными во времени отрезками, характеризующимися датами начала и окончания выполнения данных работ. Для удобства отображения каждый месяц разделен на декады (таблица 6.3).

Таблица 6.3 – Календарный план-график проведения диплома по теме

Вид работ	Исполнители	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 диплома	Бакалавр руководитель	2	■													
Постановка задачи и целей исследования, актуальность, научная новизна	Бакалавр Руководитель	3		■												
Объект и методы исследования	Бакалавр Руководитель	15														
Расчеты и аналитика	Бакалавр	55														

Продолжение таблицы 6.3

Результаты и обсуждения	Бакалавр Руководитель	12																	
Оформление пояснительной записки	Бакалавр	8																	

 - Бакалавр
 - Руководитель

6.2 Расчет себестоимости материалов при сооружении перехода МН через тектонический разлом

6.2.1 Анализ условий, необходимых для расчета

При выполнении данного расчета был выбран переход трубопровода $d_{тр}=1020$ мм, величиной заглубления $H=1$ м, длиной участка траншеи $L=140$ м. Исходные данные по характеристике грунтов показаны в табл. 6.4 [25]:

Таблица 6.4-Характеристика грунтов

Кат. грунта	Вид грунта	Плотность грунта, кг/м ³	Число ударов плотномера ДорНИИ	Коэффициент разрыхления, K_p
5	Сланцы, конгломераты, отвердевшая глина и лесс, очень креп-кие мел, гипс, песчаники, мягкие известняки, скальные и мерзлые породы	2200-2500	36-70	1,3-1,42
	Песок	1300	-	1,17

6.2.2 Расчет основных параметров траншеи

По условиям задания диаметр трубопровода $d = 1020$ мм, заглубление трубопровода $h = 1$ м, длина участка траншеи $L = 140$ м.

1. Ширина траншеи по дну (Рисунок 1):

Ширина траншей по дну принимается не менее $d_{тр} + 0,3$ м, но не менее 0,7 м для трубопроводов диаметром до 700 мм, то есть должна быть равна:

$$b = d_{тр} + 0,3, \quad (1)$$

где $d_{тр}$ - диаметр трубопровода, $d_{тр} = 1020$ мм.

$$b = 1020 + 300 = 1320 \text{ мм.}$$

2. Глубина траншеи:

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

где h – глубина заглубления трубопровода, по таблице 1 принимаем $h = 1$ м, C - толщина мягкой подушки из песка, равная 0,2 м, т.к. прокладка трубопровода осуществляется в грунте 5-й категории.

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

3. Длина основания трапеции:

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

где b – ширина траншеи по дну равная 1,32 м;

h_T – глубина траншеи равная 2,22 м;

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

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

4. Площадь сечения траншеи:

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

Плюс по технологии предусматривается гравийная подложка для укладки дренажных труб.

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

где a – ширина слоя по верху равная 1,32 м;

h_c – глубина слоя равная 0,6 м;

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

$$b = 1,32 - 2 \cdot 0,6 \cdot 1 = 0,12 \text{ м.}$$

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

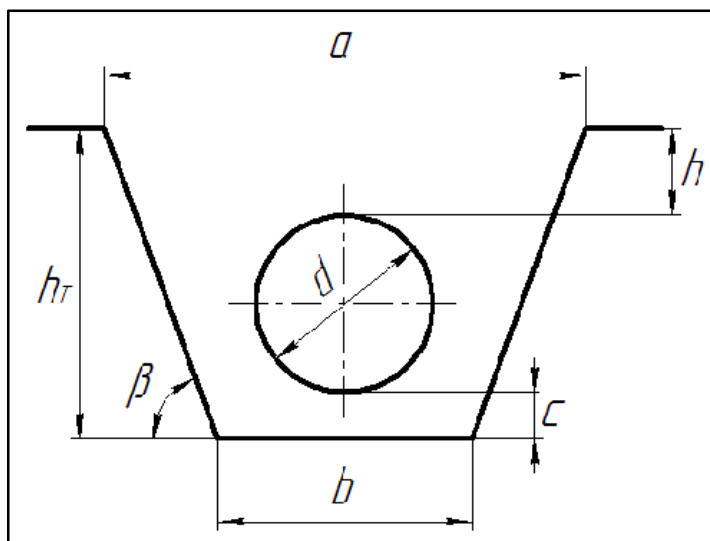


Рисунок 6.1 – Поперечный профиль траншеи трубопровода

5. Необходимый объем гравия для подсыпки:

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

где $S_{\text{сечен}}$ – площадь сечения траншеи, равная $0,43 \text{ м}^2$;

L – длина участка траншеи, по табл. 1.1, $L = 140 \text{ м}$.

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

Необходимый объем керамзита с песчаной подложкой:

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

где $S_{\text{сечен}}$ – площадь сечения траншеи, равная $11,31 \text{ м}^2$;

L – длина участка траншеи, по табл. 1.1, $L = 140 \text{ м}$.

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

6.2.3 Расчет объемов и стоимости грунта, необходимого для обратной засыпки, и стоимости геоматериалов

Объем трубопровода:

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

где d – диаметр трубопровода, $d = 1020 \text{ мм}$;

l – длина участка траншеи, $l = 140$ м.

1. Объем грунта, необходимого на песчаную подсыпку:

- определяем верхнюю образующую песчаной подсыпки (Рисунок 1):

$$d_1 = b + C \cdot \operatorname{ctg}\beta, \quad (9)$$

где b – ширина траншеи по дну, равная 1,32 м;

C – глубина подсыпки, равная 0,2 м;

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

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

- определяем площадь:

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

- объем необходимого 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, по табл.6.1 принимаем $K_p = 1,17$.

Песок намывной мелкий М 2 для строительных работ, соответствует требованиям ГОСТ 8736-93. Характеристики: Модуль крупности – 1,45-1,9; Насыпная плотность – 1350 кг/м³. Цена – 320 руб./куб. м, без доставки до склада покупателя. Цена необходимого песка составит 17408 руб.

2. Объем 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 фракции 10-20 мм (россыпь). Цена – 1350 руб./куб. м, без доставки до склада покупателя. Цена необходимого керамзита составит 1909845 руб.

3. Объем гравия для привозки.

Необходимый объем гравия для засыпки дренажных труб 60,5 м³. Также необходим гравий для засыпки сверху траншеи шириной 10м, высотой 0,25м и протяженностью равной длине траншеи. Объем ее составляет:

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

					Глава 6. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Лист
						87
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Песчано-гравийная смесь (ПГС), соответствует требованиям ГОСТ 23735-79 и ГОСТ 25607-94. Насыпная плотность – 1730 кг/м³. Цена –300 руб./м³ без доставки до склада покупателя. Стоимость необходимого количества гравия составит 105000 руб.

Расчет стоимости геоматериалов.

- Внутренний (подземный) слой состоит из геомембраны и дренажного композита. Зная глубину траншеи, равную 2,22 м и угол откоса 30°, по правилу треугольника вычисляем 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, равная 1320 мм;

h_T – глубина траншеи, равная 2220 мм;

β – угол откоса, равный 30°, $\sin 30^\circ = 0,5$;

$l_{\text{припуск}}$ – длина припусков с каждой стороны, равная 2000 мм.

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

Длина составляет 7,76 м.

- Внешний слой состоит из геотекстиля и геомембраны. Длина составляет 10,87м с учетом припусков 1м с каждой стороны.

Итого на каждый проход необходимо 18,63 м геомембраны, 10,87 геотекстиля и 7,76 м дренажного полотна. В расчетах использованы геоматериалы, поставляемые ОАО «Изолюкс» [26].

- Расчет стоимости дренажного полотна.

Необходимая площадь покрытия дренажным материалом:

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

Используем в расчетах дренажное полотно МаксДрейн. Площадь покрытия одного поставляемого рулона 2х20м составляет 40м². Следовательно, количество рулонов, с учетом 5% перекрытия:

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

					Глава 6. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		88

Цена – 4900 руб./рулон с учетом НДС, без доставки до склада покупателя. Стоимость дренажного полотна составляет 142100 руб.

- Расчет стоимости геомембраны.

Необходимая площадь покрытия геомембраной:

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

Используем в расчетах геомембрану "ТехПолимер" HDPE - Тип 1, 5*20/100 м2 толщина 3 мм. Цена – 360 руб./ м2 с учетом НДС, без доставки до склада покупателя. Стоимость геомембраны составляет 938952 руб.

- Расчет стоимости геотекстиля.

Необходимая площадь покрытия геотекстилем:

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

Площадь покрытия одного поставляемого рулона геотекстиля Terram 1300 4,5x100м составляет 450м². Цена – 56 руб./ м2 с учетом НДС, без доставки до склада покупателя. Стоимость геотекстиля составляет 85220,8 руб.

Также требуются дренажные трубы, укладываемые в гравийную насыпку на дне траншеи. Подойдет труба дренажная ПВХ с геотекстильным фильтром размерами 145/160мм. Цена с НДС за метр составляет 425 руб. Стоимость за 140м равна 59500 руб.

Все полученные затраты сведены в общую таблицу 2.

Таблица 6.5 – Материальные затраты

Материал	Стоимость, руб.
Песок	17408
Керамзит	1909845
Песчано-гравийная смесь	105000
Дренажное полотно	142100
Геомембрана	938952
Геотекстиль	85220,8
Дренажные трубы	59500
Итого	3258025,8

6.2.4. Расчет необходимой техники и затрат на топливо

Для расчета затрат на топливо, а также объемов работ на объекте, необходимо рассчитать количество единиц техники.

Объем работ на объекте:

Принимаем скорость строительства трубопровода 500 м/сут. Время на сооружение трубопровода протяженностью 140 м:

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

где T – время, затраченное на строительство траншеи, ч;

L – длина участка строительства, м;

$v_{\text{стр}}$ – скорость строительства, $v_{\text{стр}} = 500$ м/сут.

Время на подготовительные работы составляет 50% основного времени на строительство трубопровода:

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

где T – основное время на сооружение трубопровода, ч.

Площадь участка, на котором производятся подготовительные работы:

- при планировке:

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

где L – длина планируемого участка, м;

$L_{\text{п}}$ – ширина полосы земель несельскохозяйственного назначения, отводимых для одного подземного трубопровода, согласно табл.

примем 32 м;

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

Рассчитаем необходимое количество бульдозеров:

Найдем объем призмы волочения с учетом потери грунта по формуле:

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

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

$B = 3,955$ м - ширина отвала; $h = 0,12 \cdot H = 0,2064$ м – средняя толщина стружки; $H = 1,72$ м – высота отвала (согласно техническим характеристикам бульдозера Komatsu D155A-5);

$K_p = 1,27$ - коэффициент разрыхления;

K_{nom} - коэффициент, учитывающий потери грунта в процессе перемещения призмы:

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

где l_n – расстояние, на которое перемещается грунтовая призма (дальность транспортирования) примем 45м.

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

Найдем длину пути резания грунта:

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

Продолжительность работы машины t за один цикл складывается из следующих отрезков времени:

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

где $t_{n.n.}$ - время переключения передач ($t_{n.n.} = 6$ с);

t_0 – время опускания отвала ($t_0 = 2$ с);

$t_{нов}$ – время поворота бульдозера ($t_{нов} = 15$ с);

Где $t_p = \frac{3,6 \cdot l_p}{v_p}$ с; $t_n = \frac{3,6 \cdot l_n}{v_n}$ с; $t_{з.х.} = \frac{3,6 \cdot (l_p + l_n)}{v_{з.х.}}$ с; -соответственно

продолжительность работы машины при резании грунта, его перемещении и заднего холостого движения машины;

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

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

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

где $v_p = 2 \div 6$ км/ч - скорость движения при резании бульдозера, принимаем 2 км/ч; $v_{п} = 4 \div 8$ км/ч - скорость движения при перемещении бульдозера, принимаем 4 км/ч; $v_{о.х.} = 5 \div 10$ км/ч - скорость движения при обратном ходе бульдозера, принимаем 5 км/ч.

В итоге продолжительность работы машины за один цикл равна:

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

Производительность бульдозера при резании и перемещении грунта определяется по формуле:

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

где K_u - коэффициент использования бульдозера по времени принимаем 0,9; K_y - коэффициент, учитывающей влияние уклона местности на производительность бульдозера принимаем 0,5.

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

Производительность бульдозера при планировочных работах (разравнивании грунта) определяется по формуле:

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

где l – длина планируемого участка;

φ – угол установки отвала в плане;

b_1 – величина перекрытия прохода ($b_1 = 0,5$ м);

n – число проходов по одному месту ($n=1$);

v_p – рабочая скорость движения бульдозера при резании (2 км/ч или 0,556 м/с);

$t_{пов}$ – время поворота бульдозера ($t_{пов} = 15$ с).

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

Объем грунта, снимаемого при резании:

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

где L - длина траншеи, м;

$K_{пот}$ – коэффициент, учитывающий потери грунта в процессе перемещения призмы, равный 0,775

где l_n – расстояние, на которое перемещается грунтовая призма (дальность транспортирования) примем 45м;

h – средняя толщина стружки, равная 0,2064м;

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

Необходимая производительность при выполнении планировочных работ:

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

Необходимая производительность при резании и перемещении грунта:

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

Необходимое количество бульдозеров:

- при планировочных работах

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

- при резании и перемещении грунта

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

Следовательно, принимаем количество бульдозеров, равное 8.

Рассчитаем необходимое количество экскаваторов:

					Глава 6. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Лист
						93
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Техническая производительность одноковшовых экскаваторов определяется по формуле:

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

где q - вместимость ковша;

K_p – коэффициент разрыхления породы принимаем 1,27;

K_n – коэффициент наполнения ковша для влажной глины принимаем равным 1.40;

$t_{ц}$ – продолжительность цикла.

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

Эксплуатационная производительность определяется по формуле:

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

где K_y – коэффициент, зависящий от уровня квалификации машиниста экскаватора (в нашем случае – средняя) принимаем 0,94;

K_B – коэффициент использования экскаватора в смену принимаем 0,75 (при отгрузке в отвал, мягкие грунты 5 категории).

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

С учетом эксплуатационной производительности экскаватора и количества рабочих дней, выделяемых на разработку траншеи, количество часов работы равно:

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

$$V_{\text{фактич.работ}} = K_p \cdot V_{\text{земли}}$$

где K_p – коэффициент разрыхления, принимаем 1,27;

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

Определяем количество единиц техники:

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

Для разработки траншеи принимаем 4 одноковшовых экскаваторов типа Hitachi ZX240-3.

Рассчитаем необходимое количество машин для вывоза грунта:

Объем грунта в плотном теле в ковше экскаватора:

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

где $V_{ков}$ – принятый объем ковша экскаватора, м^3 ;

$K_{нап}$ - коэффициент наполнения ковша, принимаемый 0,40;

K_p - коэффициент разрыхления 1,27.

Масса грунта в ковше экскаватора:

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

где ρ - плотность грунта при естественном залегании, в нашем случае

$$\rho = 1800 \text{ кг/м}^3.$$

Количество ковшей в кузове автосамосвала:

Для транспортирования грунта выбираем автосамосвал КамАЗ 6522 грузоподъемность 19т.

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

Объем грунта в плотном теле, загружаемый в кузов самосвала:

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

Продолжительность одного цикла работы самосвала:

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

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

где t_n - время погрузки грунта, мин;

$N_{вр}$ - норма машинного времени, учитывающая разработку экскаватором 100 м^3 грунта и погрузку в транспортные средства, маш.мин, определяемая по ЕНиР 2-1; $N_{вр} = 1,8$;

L - расстояние транспортировки грунта, 10 км;

$V_{г}$ - средняя скорость автосамосвала, км/ч, в загруженном состоянии, равная 19 км/ч;

$V_{\Pi} = 25...30$ км/ч - средняя скорость автосамосвала в порожнем состоянии;

$t_p = 1...2$ мин - время разгрузки;

$t_m = 2...3$ мин – время маневрирования перед погрузкой и разгрузкой.

Требуемое количество самосвалов:

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

Расчеты сведены в общую таблицу 6.6.

Таблица 6.6-Необходимое количество техники и затрат на неё

	Hitachi ZX240-3	Komatsu D155A-5	КамАЗ 6522
Время работы (ч)	3,5	3,5	7
Количество машин	4	8	6
Расход топлива (л)	193,2	1596	2136
Стоимость 1л ДТ (руб.)	31,8		
Затраты на ДТ (руб.)	6143,76	50752,8	67925
Итого (руб.):	124821,36		

6.2.5. 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 постановлению Правительства РФ от 01.01.2002 N 1 (ред. от 06.07.2015) "О Классификации основных средств, включаемых в амортизационные группы".

Таблица 6.7-Расчет амортизационных отчислений

Объект	Стоимость (руб.)	Норма амортизации (%) 4 группа	Норма амортизации в год (руб.)	Норма амортизации в час (руб.)	Ко-во	Время работы, час.	Сумма амортизации, руб.
Экскаватор	4700000	3,8	2143200	244,68	4	3,5	3425,20
Бульдозер	8713000	3,8	3973128	453,55	8	3,5	12699,5
Самосвал	3175000	3,8	1447800	165,24	5	7	5784,58
Итого	21909,29						

6.2.6. Затраты на оплату труда

Расчет суммы, начисленной по тарифным ставкам, должностным окладам, сдельным расценкам или в процентах от выручки от реализации продукции (работ, услуг) в соответствии с принятыми на предприятии (организации) формами и системами оплаты труда.

Таблица 6.8-Надбавки и доплаты к заработной плате работника

районный коэффициент	1,5
северная надбавка	1,5
доплата за вредность	1,12
компенсационная выплата за время нахождения в пути на вахту/с вахты	1,25
компенсационная выплата за вахтовый метод работы	1,1

Таким образом, с учетом показателей в таблице 6.6, а также количеством техники в таблице 6.7, рассчитаем количество работников, необходимых для строительства перехода МТ через тектонический разлом и затраты на их заработную плату, занесем результаты в таблицу 5.

Таблица 6.9 – Расчет затрат на ЗП работников

	Часовая тарифная ставка, руб	Время работы, ч	Районный коэффициент 1,5, руб.	Северная надбавка, руб. 1,5	Доплата за вредность, руб. 1,12	Время нахождения в пути, руб. 1,25	Вахтовый метод работы, руб. 1,1	Итого на 1-го человека, руб.	Количество работников	Итого, руб.	Общая сумма ЗП
Трубопроводчик линейный	83,15	11	1371,975	1371,975	1024,408	623,625	1006,115	4391,983	8	35135,86	10733,8,7
Экскаваторщик	72,46	11	1195,59	1195,59	892,7072	543,45	876,766	3827,3372	4	15309,35	
Бульдозерист	81,13	11	1338,645	1338,645	999,5216	608,475	981,673	4285,2866	8	34282,29	
Водитель	54,12	11	892,98	892,98	666,7584	405,9	654,852	2858,6184	5	14293,09	
Мастер	157,48	11	2598,42	2598,42	1940,154	1181,1	1905,508	8318,0936	1	8318,094	

6.2.7. 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. Рассчитывая затраты на страхование от несчастных случаев на производстве и профессиональных заболеваний, выбираем согласно [28] класс I с тарифом 0,2 для транспортирования по трубопроводам нефти и нефтепродуктов (код по ОКВЭД - 60.30.1).

Таблица 6.10 – Расчет страховых взносов

Показатель	Трубопроводчик линейный	Экскаваторщик	Бульдозерист	Водитель	Мастер
Количество работников	8	4	8	5	1
ЗП, руб.	35135,86	15309,35	34282,29	14293,1	8318,09
ФСС (2,9%)	1018,93	443,97	994,18	414,5	241,22

Продолжение таблицы 6.10

ФОМС (5,1%)	1791,92	780,77	1748,39	728,94	424,22
ПФР (22%)	7729,88	3368,05	7542,10	3144,8	1829,98
Страхование от несчастных случаев (тариф 0,2)	182,93	159,41	178,48	119,06	346,456
Всего, руб.	10723,68	4752,21	10463,17	4406,9	2841,88
Общая сумма, руб.	33187,95				

Прочие расходы, в число которых входят средства индивидуальной защиты, питание и перевозка бригады рабочих, составляют 10% от фонда оплаты труда:

$$107338,7 * 0.1 = 10733,87 \text{ руб.}$$

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 – 6.11- Общая сумма затрат

<i>Расходы</i>	<i>Стоимость (руб.)</i>
Грунт и геоматериалы	3258025,8
Дизельное топливо	124821,36
Оплата труда	107338,7
Страховые взносы	33187,95
Амортизационные отчисления	21909,29
Прочие расходы	10733,87
Всего затрат	3556017
Накладные расходы (20%)	711203,39

Итого	4267220,4
Плановые накопления (5% от суммы затрат и накладных расходов)	213361,02

Распределение всех видов затрат отображено на рисунке 2.

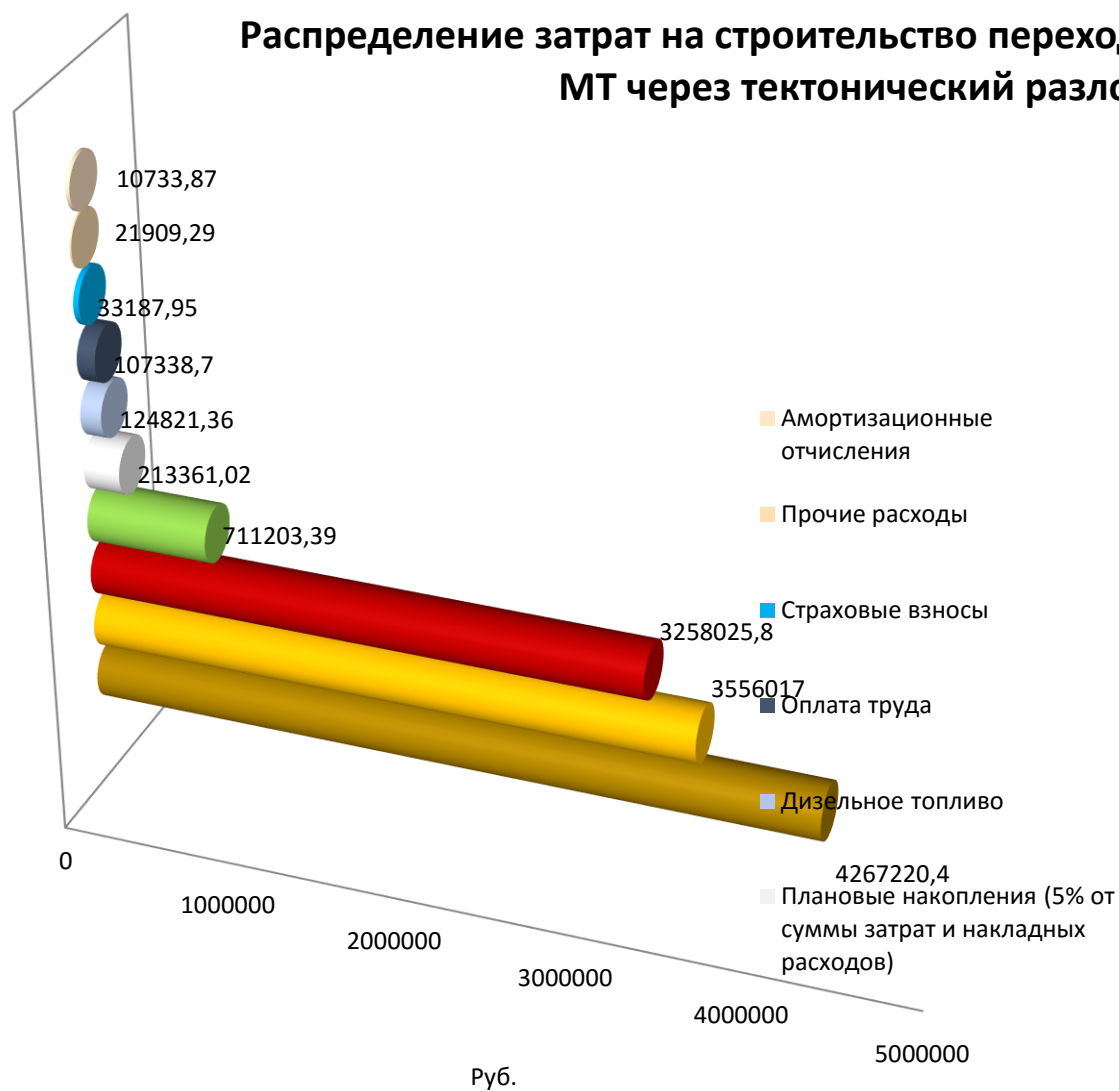


Рисунок 6.2 – Распределение затрат

Заключение

Анализ нормативных документов в области сооружения магистральных нефтепроводов показал, что на данный момент времени не разработано дополнительных требований и методик в которых бы описывался специальный расчет трубопроводов, находящихся в зоне сейсмической активности, на прочность и обеспечение несущей способности при воздействиях, направленных по нормали к продольной оси нефтепровода или пересечении им тектонических 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.

После проведения сравнительной характеристики применяемых технических решений для обеспечения устойчивости нефтепровода при воздействии на него сейсмических нагрузок, было выяснено, что универсального метода не существует, таким образом, в зависимости от условий сооружения нефтепровода, наличия средств, возможностей,

					«Современные технологии сооружения магистральных нефтепроводов в сейсмически опасных районах»			
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата				
Разраб.		Новиков С. Д.			Заключение	Лит.	Лист	Листов
Руковод.		Кончакова Н.В.					101	110
Консульт.		Антропова Н.А.				ТПУ ИПР ТХНГ гр.2Б2А		
Зав. Каф.		Рудаченко А.В.						

требуемых характеристик его защиты, необходимо подбирать уникальный метод. Например, устанавливать компенсаторы, сооружать специальные грунтовые основания, устраивать траншеи с пологими откосами, и т.д.

Устранить пересечение трубопроводами зон тектонических нарушений невозможно, поэтому так важно предусмотреть все возможные варианты использования методов и технологий, позволяющих обеспечить защиту от геотектонической активности.

					Заключение	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		102

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 конструктивные методы повышения сейсмостойкости трубопроводов. // Электронный научный журнал Нефтегазовое дело, 2010, №1, с.7.
3. Арефьев С.С. Эпицентральные сейсмические исследования. Монография / С.С. Арефьев. - М.: РПСЦ Академкнига, 2003. - 375 с.
4. Источники и воздействие разрушительных сейсмических колебаний. Сб. науч. тр. / Редкол.: Н.В. Шебалин и др. - М.: Наука, 1990.-159 с.
5. Сейсмически опасные зоны России согласно данным Института физики Земли им. О.Ю. Шмидта РАН [Электронный ресурс]/ - Режим доступа: <http://www.ifz.ru/> свободный, – Загл. с экрана.
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. СНиП 2.05.06-85*. Магистральные трубопроводы.
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.

					<i>«Современные технологии сооружения магистральных нефтепроводов в сейсмически опасных районах»</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>Список использованных источников</i>	<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Руковод.</i>		<i>Кончакова Н.В.</i>				103	110	
<i>Консульт.</i>		<i>Антропова Н.А.</i>				ТПУ ИПр		
<i>Зав. Каф.</i>		<i>Рудаченко А.В.</i>				ТХНГ гр.2Б2А		

- 11.Надеин В.А., Иванцов О.М. Сахалинский трубопроводный меридиан // Трубопроводный транспорт, 2009, №3, с.64.
- 12.СНиП II-7-81 *. Строительство в сейсмических районах.
- 13.Инженерно-сейсмологические исследования для районирования сейсмической опасности. Сб. науч. тр. / Редкол.: А.С. Алешин. - М.: Наука, 1992.-124 с.
- 14.Современные проблемы сейсмичности и динамики Земли. Сб. науч. тр. / Рос. АН Междунар. ин-т теории прогноза землетрясений и мат. геофизики. - М.: Наука, 1996. - 239 с.
- 15.Гехман А.С., Меликян А.А. Вопросы проектирования трубопроводов и специальных сооружений в сейсмических районах // 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> свободный, – Загл. с экрана.
- 18.Рудаченко А.В. Исследование напряженно-деформированного состояния трубопроводов. Учеб.-метод. пособие / Рудаченко А.В., Саруев А.Л. - Томск, 2011. - 136 с.
- 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.

					Список использованных источников	Лист
						104
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

21. Габрионы маккаферри СНГ [Электронный ресурс]: Защита от опасных геологических процессов. Режим доступа: <http://www.massafferri.ru> свободный, – Загл. с экрана.
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.
24. Родачин В. М. Безопасность как социальное явление. Право и безопасность. 2004. № 4 (13). С. 28.
25. ГОСТ 12.1.005-88. ССБТ «Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны (01.01.89)»
26. СНиП 23-05-95* «Естественное и искусственное освещение»
27. Шум на рабочих местах, в помещениях жилых, общественных зданий и на территории жилой застройки. Санитарные нормы СН 2.2.4/2.1.8.562-96
28. ГОСТ 12.1.003-83. ССБТ «Шум. Общие требования безопасности».
29. СанПиН 2.2.4.548-96 Гигиенические требования к микроклимату производственных помещений.

					Список использованных источников	Лист
						105
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Приложение А
(рекомендуемое)

**Технические решения для обеспечения устойчивости нефтепровода при
воздействии на него сейсмических нагрузок**

<i>№</i>	<i>Техническое решение</i>	
1.	Компенсация сейсмических воздействий	
	<i>Преимущества</i>	<i>Недостатки</i>
	-компенсация продольных деформаций на открытых наклонных или горизонтальных компенсационных участках, сооружаемых в местах поворота трассы в плане.	-дорогостоящее решение, требующее изогнутых отводов трубопровода; -невозможность амортизации вертикальных и горизонтальных смещений; -невозможность амортизации смещений на прямолинейных участках.
2.	Установка «интеллектуальной вставки»	
	<i>Преимущества</i>	<i>Недостатки</i>
	-контроль НДС в режиме реального времени; -полная картина НДС, благодаря измерению напряжений в четырех контрольных точках.	-необходимость точной и аккуратной установки оборудования; -неисправность каналов связи информации от «интеллектуальной вставки» -стоимость.
3.	Применение полимерных труб	
	<i>Преимущества</i>	<i>Недостатки</i>
	-легкость монтажа; -экономичность решения.	- эффект набухаемости полиэтилена; - низкая прочность трубы;

		<ul style="list-style-type: none"> - работа при небольших давлениях (не более 1,0 МПа); - коррозионная стойкость; - отсутствие практического применения при строительстве магистральных трубопроводов.
4.	Применение композитных труб	
	Преимущества	Недостатки
	- легкость монтажа.	<ul style="list-style-type: none"> - коррозионная стойкость; - отсутствие практического применения при строительстве магистральных трубопроводов.
5.	Увеличение степеней перемещения трубопровода	
5.1.	Устройство траншеи трубопровода с пологими откосами	
	Преимущества	Недостатки
5.3.	Устройство демпфирующей обкладки	
5.3.1.	Траншея с изолирующим приспособлением	
	- экономичность решения	<ul style="list-style-type: none"> - изолирующее приспособление и слой засыпки препятствуют смещению трубопровода; - сложность монтажа
5.3.2.	Траншея с водонепроницаемой оболочкой	
	Преимущества	Недостатки

<ul style="list-style-type: none"> - гибкость; - адаптированность к значительной деформации; - стойкость к вдавливанию и рыхлению. 	<ul style="list-style-type: none"> - герметичность мембраны не гарантирована в течение срока службы; - невозможность проводить работы в дождливые дни.
5.3.3.	Траншея с блоками из полистирола
Преимущества	Недостатки
<ul style="list-style-type: none"> - устойчивость материала к вертикальным и боковым нагрузкам; - устойчивость к химическим реагентам; - водонепроницаемость материала. 	<ul style="list-style-type: none"> - большое напряжение при сжатии и как следствие расход материала; - одноразовое использование материала.
5.3.4.	Траншея с полипропиленовыми сотопластами
Преимущества	Недостатки
<ul style="list-style-type: none"> - допустимое напряжение при сжатии и расход материала; - устойчивость к химическим реагентам, микроорганизмам и грызунам. 	<ul style="list-style-type: none"> - герметичность мембраны не гарантирована в течение срока службы; - одноразовое использование материала.

Приложение Б
(рекомендуемое)

Оценка готовности проекта к коммерциализации

№ п/п	Наименование	Степень проработанности научного проекта	Уровень имеющихся знаний у разработчика
1	Определен имеющийся научно-технический задел	4	4
2	Определены перспективные направления коммерциализации научно-технического задела	4	3
3	Определены отрасли и технологии (товары, услуги) для предложения на рынке	4	4
4	Определена товарная форма научно-технического задела для представления на рынок	3	3
5	Определены авторы и осуществлена охрана их прав	3	3
6	Проведена оценка стоимости интеллектуальной собственности	3	4
7	Проведены маркетинговые исследования рынков сбыта	2	3
8	Разработан бизнес-план коммерциализации научной разработки	2	3
9	Определены пути продвижения научной разработки на рынок	4	4

10	Разработана стратегия (форма) реализации научной разработки	4	3
11	Проработаны вопросы международного сотрудничества и выхода на зарубежный рынок	3	3
12	Проработаны вопросы использования услуг инфраструктуры поддержки, получения льгот	3	3
13	Проработаны вопросы финансирования коммерциализации научной разработки	3	4
14	Имеется команда для коммерциализации научной разработки	3	3
15	Проработан механизм реализации научного проекта	4	4
	ИТОГО БАЛЛОВ	49	47