

Министерство науки и высшего образования Российской Федерации
 федеральное государственное автономное
 образовательное учреждение высшего образования
 «Национальный исследовательский Томский политехнический университет» (ТПУ)

Инженерная школа природных ресурсов (ИШПР)
 Направление подготовки (специальность) 21.04.01 «Нефтегазовое дело»
 ООП Надежность и безопасность объектов транспорта и хранения углеводородов
 Отделение нефтегазового дела

МАГИСТЕРСКАЯ ДИССЕРТАЦИЯ

Тема работы
«Методы обеспечения надежности нефтепроводов при их прокладке в сейсмически активных районах»

УДК 622.692.4.07550.348.098.64

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ01	Хомутов Андрей Евгеньевич		

Руководитель ВКР

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

КОНСУЛЬТАНТЫ ПО РАЗДЕЛАМ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Профессор ОНД	Шарф И.В.	д.э.н.		

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ООД	Сечин А.А.	к.т.н.		

Консультант-лингвист

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ОИЯ	Айкина Т.Ю.	к.ф.н.		

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

Руководитель ООП	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
ОНД ИШПР	Шадрина А.В.	д.т.н., доцент		

ПЛАНИРУЕМЫЕ РЕЗУЛЬТАТЫ ОСВОЕНИЯ ООП

Код компетенции	Наименование компетенции
Универсальные компетенции	
УК(У)-1	Способен осуществлять критический анализ проблемных ситуаций на основе системного подхода, выработать стратегию действий
УК(У)-2	Способен управлять проектом на всех этапах его жизненного цикла
УК(У)-3	Способен организовывать и руководить работой команды, выработывая командную стратегию для достижения поставленной цели
УК(У)-4	Способен применять современные коммуникативные технологии, в том числе на иностранном(ых) языке(ах), для академического и профессионального взаимодействия
УК(У)-5	Способен анализировать и учитывать разнообразие культур в процессе межкультурного взаимодействия
УК(У)-6	Способен определять и реализовывать приоритеты собственной деятельности и способы ее совершенствования на основе самооценки
Общепрофессиональные компетенции	
ОПК(У)-1	Способен решать производственные и (или) исследовательские задачи на основе фундаментальных знаний в нефтегазовой области
ОПК(У)-2	Способен осуществлять проектирование объектов нефтегазового производства
ОПК(У)-3	Способен разрабатывать научно-техническую, проектную и служебную документацию, оформлять научно-технические отчеты, обзоры, публикации, рецензии
ОПК(У)-4	Способен находить и перерабатывать информацию, требуемую для принятия решений в научных исследованиях и в практической технической деятельности
ОПК(У)-5	Способен оценивать результаты научно-технических разработок, научных исследований и обосновывать собственный выбор, систематизируя и обобщая достижения в нефтегазовой отрасли и смежных областях
ОПК(У)-6	Способен участвовать в реализации основных и дополнительных профессиональных образовательных программ, используя специальные научные и профессиональные знания
Профессиональные компетенции	
ПК(У)-1	Способность разрабатывать методическое обеспечение для первичной и периодической подготовки и аттестации специалистов в области трубопроводного транспорта углеводородов
ПК(У)-2	Способность анализировать и обобщать данные о работе технологического оборудования, осуществлять контроль, техническое сопровождение и управление технологическими процессами в трубопроводном транспорте нефти и газа
ПК(У)-3	Способность оценивать экономическую эффективность инновационных решений в области трубопроводного транспорта углеводородов
ПК(У)-4	Способность обеспечивать безопасную и эффективную эксплуатацию и работу технологического оборудования нефтегазовой отрасли
ПК(У)-5	Способность участвовать в управлении технологическими комплексами, принимать решения в условиях неопределенности

ПК(У)-6	Способность применять полученные знания для разработки и реализации проектов, различных процессов производственной деятельности на основе методики проектирования в нефтегазовой отрасли, а также инструктивно-нормативных документов
ПК(У)-7	Способность применять современные программные комплексы для проектирования технических устройств, аппаратов и механизмов, технологических процессов в соответствии с выбранной сферой профессиональной деятельности

Министерство науки и высшего образования Российской Федерации
федеральное государственное автономное
образовательное учреждение высшего образования
«Национальный исследовательский Томский политехнический университет» (ТПУ)

Инженерная школа природных ресурсов (ИШПР)
Направление подготовки (специальность) 21.04.01 «Нефтегазовое дело»
ООП Надежность и безопасность объектов транспорта и хранения углеводородов
Отделение нефтегазового дела

УТВЕРЖДАЮ:
Руководитель ООП ОНД ИШПР

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

ЗАДАНИЕ
на выполнение выпускной квалификационной работы

В форме:

Магистерской диссертации

Студенту:

Группа	ФИО
2БМ01	Хомутову Андрею Евгеньевичу

Тема работы:

«Методы обеспечения надежности нефтепроводов при их прокладке в сейсмически активных районах»	
Утверждена приказом директора (дата, номер)	08.02.2022 г. №39-42/с

Срок сдачи студентом выполненной работы:

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.).

Объект исследования – нефтепровод, пролегающий в районе с высокой сейсмической активностью

<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>
--	--

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

Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы
(с указанием разделов)

Раздел	Консультант
Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Профессор, д.э.н., Шарф Ирина Валерьевна
Социальная ответственность	Доцент, к.т.н., Сечин Андрей Александрович
Composite pipes for field pipelines	Доцент, к.ф.н., Айкина Татьяна Юрьевна

Названия разделов, которые должны быть написаны на русском и иностранном языках:

Введение
Анализ параметров сейсмического воздействия
Требования к проектируемому нефтепроводу
Особенности надземной прокладки нефтепроводов в регионах с высокой сейсмической активностью
Особенности подземной прокладки магистральных нефтепроводов в сейсмически активных районах
Расчет нефтепровода на прочность и устойчивость
Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение
Социальная ответственность
Заключение
Options for technical solutions to improve sustainability pipelines

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

Задание выдал руководитель:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ОНД	Саруев Алексей Львович	К.Т.Н		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ01	Хомутов Андрей Евгеньевич		

РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа содержит 83 с., 19 рисунков, 3 таблицы, 42 источника, 1 приложение.

Ключевые слова: магистральный нефтепровод, активный тектонический разлом, надежность, сейсмическое воздействие, землетрясение.

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

Цель работы – оценка эффективности способов защиты магистральных нефтепроводов и обеспечение сейсмической устойчивости нефтепроводов при их прокладке в районах с высокой сейсмической активностью.

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

Область применения: Промысловые трубопроводы, нефтеперекачивающих компаний, работающих в районах с высокой сейсмической активностью.

Значимость работы: Результаты проведенных исследований будут полезны нефтеперекачивающим компаниям, заинтересованным во внедрении на своих объектах компенсирующих устройств с целью повышения эксплуатационной надежности трубопровода, и соответственно снижении эксплуатационных затрат.

					Методы обеспечения надежности нефтепроводов при их прокладке в сейсмически активных районах			
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата				
Разраб.		Хомутов А.Е.			Реферат	Лит.	Лист	Листов
Руковод.		Саруев А.Л.					7	83
Консульт.						Отделение нефтегазового дела Группа 2БМ01		
Рук-ль ООП		Шадрина А.В.						

Определения и сокращения

В настоящей работе используются следующие сокращения:

ВКР – выпускная квалификационная работа;

АТР - активный тектонический разлом;

ГВВ - горизонт высоких вод

НПС – нефтеперекачивающая станция

ЗРА - запорно-регулирующая арматура

МН - магистральный нефтепровод

МРЗ - максимальное расчётное землетрясение

НДС - напряженно - деформированное состояние

НУЭ - нормальные условия эксплуатации

ПЗ - проектное землетрясение

ППР - проект производства работ

ТБО - твёрдые бытовые отходы

ТУ - технические условия

ТЭО - технико-экономическое обоснование

НДС – напряженно-деформированное состояние;

ПДК – предельно допустимая концентрация.

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	Методы обеспечения надежности нефтепроводов при их прокладке в сейсмически активных районах			
Разраб.		Хомутов А.Е.			Определения и сокращения	Лит.	Лист	Листов
Руковод.		Саруев А.Л.					8	83
Консульт.						Отделение нефтегазового дела		
Рук-ль ООП		Шадрина А.В.				Группа 2БМ01		

ОГЛАВЛЕНИЕ

Введение	11
Глава 1. Анализ параметров сейсмического воздействия.....	13
1.1 Виды сейсмических волн	13
1.2 Характеристики землетрясения	15
Глава 2. Требования к проектируемому нефтепроводу	18
2.1 Особенности прокладки нефтепроводов в сейсмически активных участках 18	
2.2 Общие требования.....	19
2.3 Основные требования к трассе нефтепровода	20
2.4 Требования к конструктивным решениям прокладки участков нефтепровода на переходах через водные преграды	20
2.5 Требования к интеллектуальным вставкам.....	21
Глава 3. Особенности надземной прокладки нефтепроводов в регионах с высокой сейсмической активностью	23
3.1 Конструктивные решения надземной прокладки участков нефтепровода на пересечениях активных тектонических разломов	24
3.2 Сейсмозащитная конструкция	29
Глава 4. Особенности подземной прокладки магистральных нефтепроводов в сейсмически активных районах	33
Глава 5. Расчет нефтепровода на прочность и устойчивость	39
5.1 Определение толщины стенки участка нефтепровода	40
5.2 Проверка прочности и устойчивости подземных нефтепроводов.....	42
5.3 Расчет геометрических параметров нефтепровода	42
5.4 Проверка на предотвращение недопустимых пластических деформаций	43
5.5 Критерии сейсмостойкого проектирования нефтепровода.....	43
6. ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ	49

					Методы обеспечения надежности нефтепроводов при их прокладке в сейсмически активных районах			
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата				
Разраб.		Хомутов А.Е.			Оглавление	Лит.	Лист	Листов
Руковод.		Саруев А.Л.					9	83
Консульт.						Отделение нефтегазового дела Группа 2БМ01		
Рук-ль ООП		Шадрина А.В.						

Введение	49
6.1 Перечень и порядок проведения работ по контролю технического состояния	49
6.2 Обоснование расчета стоимости работ по оценке технического состояния нефтепровода	51
6.3 Методика расчета стоимости работ по проведению ЭПБ	52
6.4 Расчет стоимости проведения экспертизы нефтепровода	54
6.5 Затраты на проведение мероприятия по ЭПБ	56
6.6 Расчет стоимости работ при техническом диагностировании оборудования, сооружений и трубопроводов	57
7. СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ	62
Введение	62
7.1 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности	63
7.2 Производственная безопасность	64
7.2.1 Анализ опасных и вредных производственных факторов	64
7.2.2 Обоснование мероприятий по снижению уровней воздействия опасных вредных факторов на исследователя (работающего)	67
7.2.4 Расчет устройства защитного заземления	68
7.3 Экологическая безопасность	69
7.3.1 Защита атмосферы	69
7.3.2 Защита гидросферы	70
7.3.3 Защита литосферы	71
7.4 Безопасность в чрезвычайных ситуациях	71
Выводы по разделу «Социальная ответственность»	72
Список использованной литературы	74
Заключение	76
Список использованной литературы	77

Введение

На нашей планете практически нет мест, в которых не случаются землетрясения и нет таких территорий, на которых бы не ощущались последствия подземных толчков, которые произошли на соседних территориях. Примерно одна пятая часть Российской Федерации подвергается землетрясениям силой в 7 баллов, а также около 5% подвергается подземным толчкам силой в 8 баллов. К сожалению районы добычи и транспортировки нефти в нашей стране находятся в регионах с повышенной сейсмической активностью, а именно: Восточная Сибирь, Кавказ и Республика Алтай.

При проведении анализа последствий подземных толчков выяснилось, что при разгерметизации нефтепровода, даже небольшой, возникают экологические катастрофы, связанные с неконтролируемым выходом нефти. Такие порывы вызывают колоссальные финансовые затраты, гибель живых организмов и потерю большого количества сырья.

Поэтому обеспечение надежности, является приоритетным направлением при строительстве нефтепровода, который пролегает в сейсмически активном регионе.

Именно поэтому тема обеспечение надежности при прокладке нефтепровода в сейсмически активном районе становится актуальной.

Целью работы является оценка эффективности способов защиты магистральных нефтепроводов и обеспечение сейсмической устойчивости нефтепроводов при их прокладке в районах с высокой сейсмической активностью.

В соответствии с целями, которые мы себе поставили, появляются следующие задачи:

					Методы обеспечения надежности нефтепроводов при их прокладке в сейсмически активных районах			
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата				
Разраб.		Хомутов А.Е.			Введение	Лит.	Лист	Листов
Руковод.		Саруев А.Л.					11	83
Консульт.						Отделение нефтегазового дела Группа 2БМ01		
Рук-ль ООП		Шадрина А.В.						

- выполнить обзор литературы по взятой теме;
- изучить интенсивность воздействия и особенности сейсмических волн, а также их виды;
 - изучить требования, которые предъявляются к нефтепроводу, который проектируют в сейсмически активном районе;
 - изучить особенности прокладки нефтепровода в сейсмоактивном районе подземным и надземным методами;
 - найти конструктивные решения, которые помогут решить проблемы с прокладкой подземных и надземных нефтепроводов в сейсмоактивных зонах;
 - произвести расчет участка магистрального нефтепровода, который проложен подземным способом на прочность и устойчивость, а также рассчитать на общую устойчивость нефтепровода в продольном направлении в прямолинейном и криволинейном участках согласно требованиям СП 86.13330.2014 [6];
 - произвести расчет сметной стоимости выполняемых работ и на его основе построить график выполнения работ;
 - выполнить анализ вредных и опасных производственных факторов, выявить меры по обеспечению безопасности при ЧС и экологической безопасности.

Объект исследования: магистральный нефтепровод, который прокладывают в сейсмически активных районах.

					Введение	Лист
						12
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Глава 1. Анализ параметров сейсмического воздействия

1.1 Виды сейсмических волн

Землетрясение – это толчки и колебания, которые возникают под земной поверхностью. Случается, такое явление по нескольким причинам: естественным – тектонические процессы Земли, а также искусственными, например, взрывами.

Во время землетрясений возникают сейсмические волны. Они бывают разными по своей амплитуде, скорости и разрушающим действием. Самыми изученными волнами являются поперечные и продольные. Из-за того, что их может зарегистрировать сейсмограф, их получились изучить раньше остальных волн.

В первую очередь проходят регистрацию продольные сейсмические волны. Их называют Р-волнами, а также первичными. Такие волны характеризуются тем, что сначала происходит сжатие частицы среды, а после этого частицы расширяются. Из-за этого, среда по которой проходит волна, подвергается возвратно – поступательному перемещению, которое протекает в продольном направлении (Рисунок – 1).

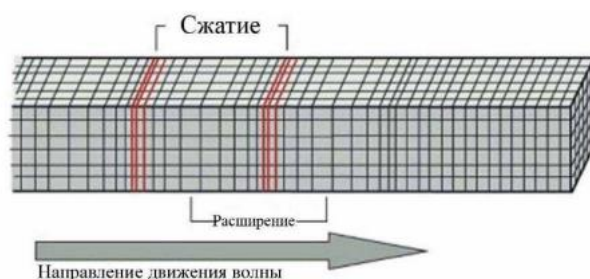


Рисунок 1 - Направление движения первичной волны.

После первичных, регистрируют поперечные волны. Их называют S-волнами, а также вторичными сейсмическими волнами. Данный вид волн характеризуется тем, что частицы среды колеблются перпендикулярно направлению распространения самой сейсмической волны (Рисунок – 2).

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	Методы обеспечения надежности нефтепроводов при их прокладке в сейсмически активных районах			
Разраб.		Хомутов А.Е.			1. Анализ параметров сейсмического воздействия	Лит.	Лист	Листов
Руковод.		Саруев А.Л.					13	83
Консульт.						Отделение нефтегазового дела		
Рук-ль ООП		Шадрина А.В.				Группа 2БМ01		

Вторыми являются поперечные сейсмические волны (S-волны, или вторичные волны). Особенность данных волн – колебания частиц породы проходит перпендикулярно направлению распространения волны (Рисунок – 2).

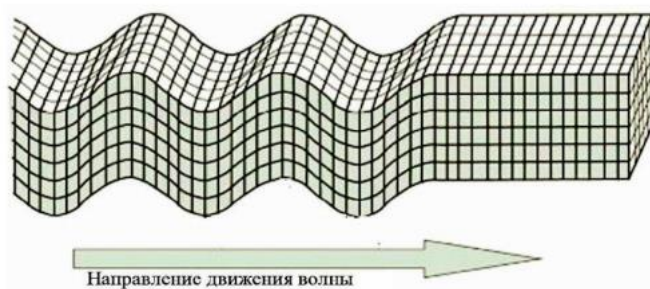


Рисунок - 2 - Направление движения вторичной волны.

Самыми разрушительными являются поверхностные волны. Их также называют L-волнами. Этот тип волн изучен меньше всех остальных. Проходит данный тип сейсмической волны параллельно земной поверхности, не уходя глубоко в землю, примерно на 80-160км, а также вдоль поверхности Земли. К данному типу волн относят волны Лява и Рэлея.

Волны Рэлея заставляют частицы среды перемещаться по эллиптической траектории в продольном и поперечном направлениях плоскости, перпендикулярной поверхности (Рисунок – 3)[1].

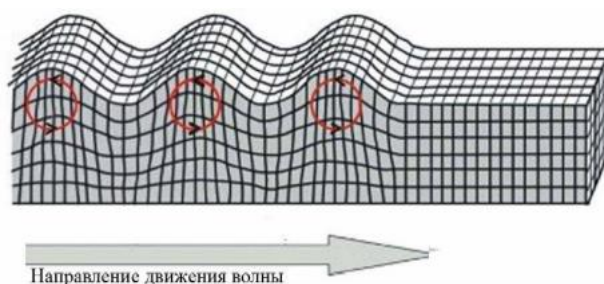


Рисунок - 3 - Направление движения волны Рэлея.

Волны Лява отличаются тем, что колебательные движения частиц среды проходят перпендикулярно направлению движения волны (Рисунок – 4).

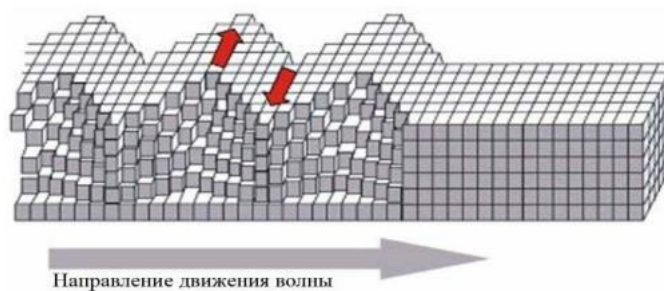


Рисунок - 4 - Направление распространения волны Лява.

Самыми опасными из всех вышеперечисленных волн являются последние 2, поверхностные волны. Строительные конструкции не могут пережить волны Лява и Рэлея, из-за их особенностей, но при этом спокойно переносят прохождение первичных и вторичных волн.

1.2 Характеристики землетрясения

Сейсмичность – это явление при котором, землетрясения периодически появляются в различных районах. Повторяемость и интенсивность, или магнитуда, это количественные показатели сейсмичности. При увеличении интенсивности, повторяемость становится ниже. Для того, чтобы дать оценку землетрясению, создали специальные шкалы, а именно: шкалы интенсивности и шкалы магнитуд.

Самой популярной шкалой магнитуд стала шкала Рихтера. Данная шкала используется для того, чтобы оценить энергию землетрясения. Магнитуда землетрясения M – это безразмерная величина, которая показывает общую энергию колебаний, которые появляются в результате подземных толчков.

То, насколько опасным является землетрясение, определяют с помощью нескольких факторов: первичных и вторичных. Первичные факторы – это то, с какой интенсивностью проходят колебания грунта. Вторичные факторы – это то, что происходит в результате воздействия землетрясения, например, сели и оползни.

Считается, что землетрясения возникают в результате того, что происходят внутренние напряжения Земли. В результате таких напряжений потенциальная энергия Земли, которая имеет свойство накапливаться при

упругих деформациях различных слоев Земли, переходит в энергию кинетическую.

В результате сейсмического воздействия происходит движение породы, это перемещение считается многомерным, так как пространственные колебания, которые возникают при перемещении, происходят одновременно в нескольких направлениях.

Место, где происходит разрушение среды, называют очагом землетрясения или Гипоцентром. Есть несколько групп землетрясений, они разделяются по глубине нахождения гипоцентра Н. Всего 3 группы:

- нормальные (от 0 км до 70 км);
- промежуточные (от 70 км до 300 км);
- глубокофокусные (от 300 км и более).

Эпицентр – это проекция гипоцентра на поверхность Земли. Эпицентральное расстояние R – это расстояние от точки на поверхности Земли до эпицентра. Гипоцентральное расстояние С, от которого зависит интенсивность подземных толчков, можно посчитать с помощью формулы (1), если знать глубину нахождения гипоцентра Н, а также эпицентральное расстояние R.

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

Чем больше значение гипоцентрального расстояния С, тем меньше интенсивность землетрясения. Эпицентральной зоной называют тот район, который входит в эпицентральное расстояние. Эпицентральная зона является опасной для нефтепровода, потому что в ней возникают вертикальные колебания породы, а также эти колебания могут перейти в горизонтальные при достаточном удалении от очага [2].

По нанесенному человечеству и природе ущербу можно дать оценку интенсивности воздействия землетрясения.

Чтобы понять, с какой интенсивностью проходят сейсмические волны, в России используют шкалу Меркалли модифицированную. Следуя этой таблице

					1. Анализ параметров сейсмического воздействия	Лист
						16
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

можно понять, что опасными являются землетрясения от 6 баллов и выше. Если землетрясение оценивается в 6 баллов, то повреждения будут незначительные, например, трещины в стенах. Если 7 баллов, то это уже более значительные повреждения, например, может отломиться кусок стены здания. Если появляются трещины на склонах гор, то это землетрясение в 8 баллов. При землетрясении в 9 баллов может обвалиться крыша здания. Если завалилось само здание, то это землетрясение в 10 баллов. При землетрясении в 11 баллов могут возникнуть множество трещин на земной поверхности, а при землетрясении в 12 баллов происходит общее разрушение зданий – это катастрофа [3].

Для того, чтобы не допустить ошибок в строительстве нефтепровода в сейсмически активном районе, еще на стадии планирования необходимо использовать карты общего сейсмического районирования территорий Российской Федерации, например, карту ОСР – 2015. На такой карте обозначены все зоны, где могут возникнуть сейсмические активности. Согласно этим картам должны проводиться действия, направленные на снижение сейсмической активности и отражена вероятность возможного превышения значений интенсивности на 10% - (карта А), (Рисунок – 5), 5% - (карта В), 1%-ную (карта С) в течение 50 лет [4].

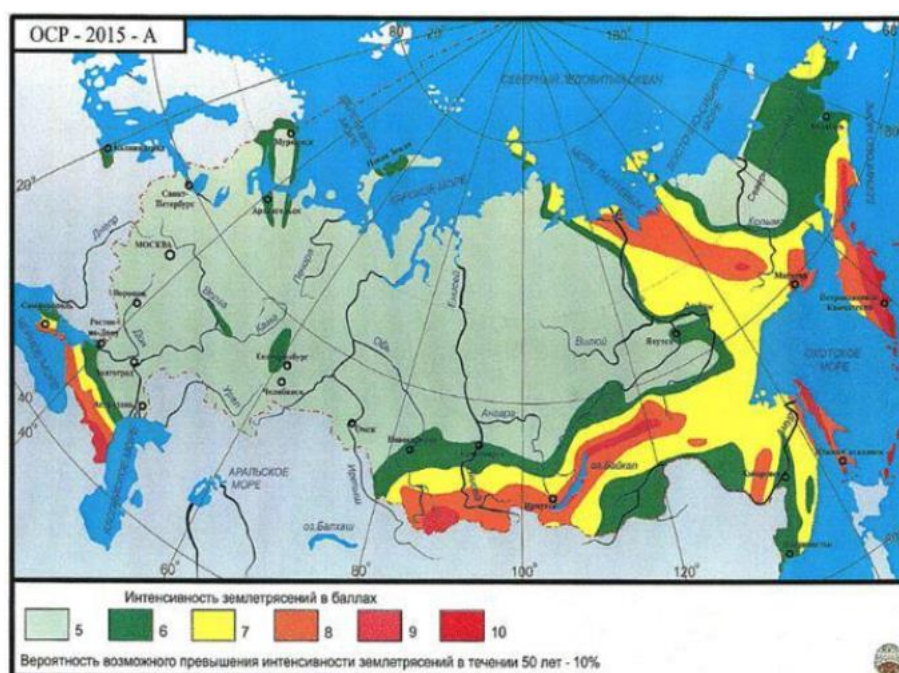


Рисунок – 5 – Карта районирования России ОСР-2015

					1. Анализ параметров сейсмического воздействия	Лист
						17
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Глава 2. Требования к проектируемому нефтепроводу

2.1 Особенности прокладки нефтепроводов в сейсмически активных участках

При проектировании трассы нефтепровода необходимо учитывать сейсмическую активность от 6 баллов для трубопровода, проложенного надземным способом, и от 8 баллов для нефтепровода, который прокладывают подземным способом.

Для того, чтобы наш нефтепровод был надежным в сейсмически активном районе, необходимо соблюдать некоторые факторы:

- Необходимо подобрать специальное место для размещения строительных площадок, а также правильно проложить трассу нефтепровода;
- Необходимо правильно подбирать конструктивные решения по борьбе с сейсмическим воздействием;
- На этапе проектирования закладывать больший запас прочности, чем необходим в этой местности [5].

Чаще всего нефтепровод прокладывают подземным или траншейным способом. Надземная прокладка нефтепровода, или прокладка на опорах используется крайне редко, только если на это есть техническое и экономическое обоснование. При таком виде прокладки нефтепровода также должны соблюдаться все методы по обеспечению надежности трубопровода, а также безопасной эксплуатации.

Для того, чтобы нефтепровод нормально функционировал и были обеспечены нормальные условия эксплуатации, предусматриваются охранные зоны. В Правилах охраны МН устанавливают размеры охранной зоны, а также порядок производства работ внутри зоны.

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	Методы обеспечения надежности нефтепроводов при их прокладке в сейсмически активных районах			
Разраб.		Хомутов А.Е.			2. Требования к проектируемому нефтепроводу	Лит.	Лист	Листов
Руковод.		Саруев А.Л.					18	83
Консульт.						Отделение нефтегазового дела		
Рук-ль ООП		Шадрина А.В.				Группа 2БМ01		

2.2 Общие требования

Основным нормативным документом при проектировании магистрального нефтепровода является СП 86.13330.2022 [6].

Для проверки надежности сварных стыков на нефтепроводе, положенном в сейсмически активном районе, используют ДДК метод радиографического контроля на любом участке трассы нефтепровода.

Нефтепровод запрещено жестко соединять со зданиями и другими сооружениями. При жесткой необходимости таких действий, нефтепровод устанавливают на компенсирующие устройства, либо же криволинейные вставки.

Для того, чтобы нефтепровод проходил через здание магистральной или подпорной насосной, в нем предусматривается проем, который превышает диаметр трубопровода минимум на 200 мм.

В зонах с разными сейсмическими свойствами необходимо создать пространство для свободного перемещения нефтепровода.

При прокладывании МН подземным способом, необходимо подготовить правильную траншею. В ней должны быть пологие откосы, а также необходимо правильно проводить засыпку траншеи, только несвязным грунтом, например, песком. Основание грунта нефтепровода должно быть уплотнено.

Если МН пересекает зону АТР, необходимо планировать надземную прокладку. При сейсмической активности нефтепровод находящийся на надземных опорах может намного лучше справиться с нагрузкой, которую он испытывает. Это достигается благодаря тому, что опоры позволяют трубопроводу свободно перемещаться.

Для того, чтобы погасить колебания на надземном нефтепроводе, используют специальные устройства, демпферы. Данный механизм позволяет нефтепроводу совершать небольшие перемещения при изменении давления нефти или же изменении температуры окружающей среды.

					2. Требования к проектируемому нефтепроводу	Лист
						19
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

На самых опасных участках МН, где сейсмическая активность выше всего, необходимо устанавливать системы автоматического контроля, а также систему отключения опасных участков трубопровода [6].

Инженерно - сейсмометрические станции устанавливаются на участках с высокой сейсмической активностью, на МН диаметром 1000 и более и на подводных переходах, для того, чтобы была возможность вести запись колебаний грунтов.

2.3 Основные требования к трассе нефтепровода

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

При пересечении АТР МН необходимо пересекать под прямолинейной траекторией.

Трасса МН никогда не должна пересекать лавино и селеопасные участки местности. Если обход таких участков невозможен, необходимо предпринять действия по исключению воздействия опасных факторов на МН.

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

При создании проекта по строительству МН приходится сталкиваться с подводными переходами, чтобы ПП были надежными, их нужно создавать в соответствии с требованиями ВСН 010-88 [6], СП 14.13330.2018 [11], СП 36.13330.2012 [4].

Во время проектировки МН на участках с подводными переходами, необходимо помнить, что они могут находиться в районах АТР.

Краем ПП считается участок нефтепровода, ограниченный горизонтом высоких вод (ГВВ) не ниже отметок 10% - ной обеспеченности.

Краем перехода через акваторию надземным способом, считается участок нефтепровода, в котором он вышел из земли с одного конца, и вошел в нее с другого конца перехода.

					2. Требования к проектируемому нефтепроводу	Лист
						20
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

ПП прокладывают не менее чем на полметра под дно и ниже максимального профиля размыва русла реки.

ПП необходимо проверять на устойчивость к сейсмической активности региона, в котором он будет находиться. Проверка должна проводиться вне зоны нахождения АТР, с помощью данных полученных благодаря сейсмомикрорайонирования зоны ПП.

Если данные для проверки стойкости ПП на сейсмоактивность отсутствуют, необходимо брать их по СП 14.13330.2018 [4].

2.5 Требования к интеллектуальным вставкам

При проектировании магистрального нефтепровода, пролегающего в зонах с активными тектоническими разломами, необходимо сразу закладывать в него использование устройств и систем по наблюдению за НДС стенки трубопровода.

Системы по мониторингу напряженно – деформированного состояния нужны для того, чтобы оповещать оперативный персонал:

- о том, что уровень напряжения на нефтепровод достиг максимума;
- о параметрах НДС трубопровода.

Данная система может позволить оперативному персоналу следить за напряжениями на локальных участках магистрального нефтепровода, что позволяет предпринимать какие-либо действия, для предотвращения аварийных случаев.

Данная система позволяет оперативному персоналу непрерывно наблюдать за НДС нефтепровода, а также передавать данные в центр мониторинга МН. Передача данных должна осуществляться по специальным каналам связи.

В систему по наблюдению за напряженно – деформированным состоянием нефтепровода входит:

- устройства для регистрации напряжений;
- «Интеллектуальные вставки»
- Производственно – технологическая связь.

					2. Требования к проектируемому нефтепроводу	Лист
						21
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

«Интеллектуальными вставками» должны быть обеспечены системы мониторинга напряженно – деформированного состояния те участки трассы МН, которые проходят в зонах АТР при магнитуде выше 9 баллов.

С помощью «интеллектуальных вставок» возможно проводить не только дистанционную передачу измерений НДС, но и возможность внепланового измерения напряженно – деформированного состояния с помощью переносного прибора. Измерения контрольно – измерительным устройством проводятся через выходные линии на участках с установленной аппаратурой.

Устанавливаются блоки «интеллектуальных вставок» в специальных местах, которые предусматривают на этапе проектировки нефтепровода. Моделируя трассу нефтепровода, находят зону с самой высокой сейсмической активностью и максимальным НДС, в пределах этой зоны монтируют блоки «интеллектуальных вставок». Используя сейсмологические наблюдения и инженерно - геологические изыскания становится возможным прогнозирование вида смещения грунта.

Устройства, которые производят наблюдения за напряженно – деформированным состоянием нефтепровода обязаны:

- Своевременно показывать на каком участке произошло превышение максимального уровня напряженно – деформированного состояния;
- Выводить на компьютер оператора информацию о НДС нефтепровода, с записью в память системы.

Для того, чтобы система наблюдения за НДС нефтепровода работала правильно и могла выдать оператору понятные данные, ее необходимо настроить. Необходимо задать нулевые уровни выходных сигналов на пустом нефтепроводе. Также эти показания должны быть внесены в паспорта/формуляры на эксплуатируемый нефтепровод. Также должны быть внесены записи о НДС при гидравлических испытаниях при строительстве магистрального нефтепровода. Должны быть внесены результаты измерения НДС при уровне $0,5 * P$, P , $1,25 * P$, P по окончанию испытаний (P – рабочее давление нефтепровод

					2. Требования к проектируемому нефтепроводу	Лист
						22
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Глава 3. Особенности надземной прокладки нефтепроводов в регионах с высокой сейсмической активностью

Благодаря исследованиям ученых стало ясно, что от характера пластов и наличия грунтовых вод, зависят многие показатели землетрясения, например, сейсмоускорение и частотные характеристики. При проектировании магистрального нефтепровода необходимо учитывать природно-климатические условия местности, в котором он будет пролегать. Если почва на местности не показывает необходимых качеств для надежного укладывания в ней нефтепровода, необходимо выбирать надземный вид прокладки МН.

Благодаря экспериментам, было выяснено, что нефтепровод, который установлен на опорах, может выдержать высокую сейсмическую активность. Это происходит благодаря тому, что у МН есть пространство для движения, которое обеспечивают опоры. Если на местности наблюдаются подземные толчки высокой интенсивности, нужно добавлять в конструкцию опор компенсирующие нагрузки механизмы. Фактором, который определяет установку таких механизмов являются инерционные нагрузки. Однако, бывают отличия, которые относятся к гибкости нефтепровода, возможно появление деформаций пластического вида.

При прокладке магистрального нефтепровода надземным способом есть ряд преимуществ. Одним из основных является доступность трубопровода, которой нет при подземной прокладке. Это позволяет лучше следить за трубопроводом и обеспечивать бесперебойную эксплуатацию. Также это преимущество позволяет следить за состоянием опор нефтепровода и их фундаментом.

У надземного вида прокладки МН есть свои характерные дефекты, которые появляются при сейсмической активности, к ним относятся: гофры, трещины. Также нефтепровод может слететь с системы опор, могут поломаться

					Методы обеспечения надежности нефтепроводов при их прокладке в сейсмически активных районах			
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата				
Разраб.		Хомутов А.Е.			3. Особенности надземной прокладки нефтепроводов в регионах с высокой сейсмической активностью	Лит.	Лист	Листов
Руковод.		Саруев А.Л.					23	83
Консульт.						Отделение нефтегазового дела Группа 2БМ01		
Рук-ль ООП		Шадрина А.В.						

сами опоры и МН может потерять свое устойчивое положение. Чтобы избежать этих дефектов и несчастных случаев, которые могут быть связаны с ними, необходимо предъявлять жесткие требования к конструкциям опор МН. Опорные конструкции должны обеспечивать надежную эксплуатацию МН при изменении давления внутри трубопровода, а также при изменении температуры окружающей среды. Кроме этого при воздействии сейсмических волн, опоры должны демпфировать трубопровод. Также необходимо предотвращать раскачивание нефтепровода [7].

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

При проектировании нефтепровода надземный пролегающего надземным способом необходимо соблюдать требования раздела 8 «Конструктивные требования к трубопроводам» и раздела 11 «Надземная прокладка трубопровода» СП 86.13330. 2022 [6].

В зависимости от характера сейсмической активности и тектонических смещений породы, заданного региона выбирается вид прокладки магистрального нефтепровода.

Для того, чтобы был возможен способ подземной прокладки нефтепровода в регионах с активными тектоническими разломами, необходимо, чтобы сошлось множество факторов, например, физико - механических параметры грунта, которым будет производиться засыпка траншеи, должен быть специальный материал для изготовления трубы, размер труб, а также необходимо производить специальные мероприятия по обеспечению надежности при эксплуатации МН.

Для того, чтобы установить поворот трассы МН при пересечении активных тектонических разломов, необходимо использовать только заводские отводы, которые были изготовлены способом упругого изгиба оси нефтепровода, любые другие отводы использовать запрещено.

					3. Особенности надземной прокладки нефтепроводов в регионах с высокой сейсмической активностью	Лист
						24
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Конструктивные решения при прокладке магистрального нефтепровода надземным способом в регионах с АТР должны соответствовать следующим требованиям:

- длина ригеля у свободно – подвижных опор должна определяться исходя из поперечных смещений оси магистрального нефтепровода, либо данный перемещения должны быть ограничены, чтобы исключить возможность соскока плети с опоры;
- Опоры должны обеспечивать необходимую подвижность нефтепровода при сейсмической активности;
- В зоне активного тектонического разлома и на участках длиной 50 метров от границы разлома, не должно быть никаких конструкций, которые ограничивали бы необходимое перемещение нефтепровода;
- Способом надземной прокладки МН необходимо полностью перекрывать зону активного тектонического разлома и как минимум еще 50 метров с каждой стороны от границ разлома. Если невозможно полностью перекрыть АТР, то необходимо проводить подземную прокладку следуя требованиям к установке нефтепровода в зоне АТР траншейным способом.

Для данной конструкции положительную динамику оказывает трение опорных частей, благодаря нему происходит снижение сейсмонагрузки, распределение энергии сейсмической активности, а также демпфируются колебания с тела трубы. Благодаря этим свойствам нефтепровод не соскакивает с опор, из-за чего ригель может быть короче.

В тех ситуациях, когда нагрузки становятся выше заданных максимумов, произойдет резкое противодействие перемещению нефтепровода. Это случится за счет включения дополнительных связей и приведет к диссипации сейсмической энергии.

Для создания надежных опор необходимо правильно подобрать материалы, выбрав необходимые коэффициенты сопротивления перемещению.

					3. Особенности надземной прокладки нефтепроводов в регионах с высокой сейсмической активностью	Лист
						25
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Также нужно правильно подобрать конструкцию опорной части, например, применять скользящие опоры. Кроме этого необходимо предусмотреть то, чтобы опоры надежно стояли при подземных толчках, а также конструкции, которые будут предотвращать сброс нефтепровода с опоры.

Во время проектирования МН необходимо учитывать то, что во время землетрясения напряжения трубы будет передаваться на опоры, что может привести к тому, что анкерную опору может вывернуть из фундамента. Так как эти напряжения и усилия очень сложно предсказать, опорные конструкции делают очень объемными и тяжелыми, а те места, где происходит сочленение нефтепровода с конструкцией должны находиться на достаточном расстоянии от наружных границ опоры. Саму конструкцию опоры нужно армировать в тех зонах, куда приходятся местные динамические напряжения. Было выяснено, что самыми надежными являются низкие опорные конструкции. Чаще всего их изготавливают в виде свай или столбов [7].

На рисунке 6 представлен чертеж конструкции анкерных опор, который позволяет обеспечить надежную эксплуатацию нефтепровода при сейсмической активности и надземном виде прокладки трубопровода.

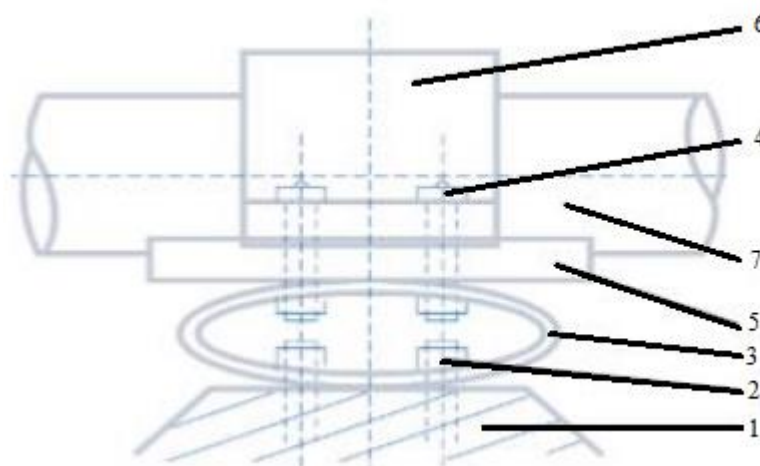


Рисунок – 6 – Конструкция анкерной опоры для надземного вида прокладки магистрального нефтепровода, который проложен в зоне сейсмической активности (1 – фундамент опоры, 2 – анкерное соединение, 3 – эллиптическая рессора, 4 – болтовое соединение, 5 – седло трубы, 6 – полухомут, 7 – нефтепровод).

					3. Особенности надземной прокладки нефтепроводов в регионах с высокой сейсмической активностью	Лист
						26
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Данная конструкция состоит из 7 частей: к фундаменту – 1, с помощью анкерного соединения – 2, прикреплена эллиптическая рессора – 3, к рессоре сверху, с помощью болтового соединения – 4, присоединено седло нефтепровода – 5, на котором лежит нефтепровод – 7, накрытый сверху полухомутом – 6, скрепленный все тем же болтовым соединением – 4.

При появлении сейсмической активности, нагрузка от земли передается на фундамент, после чего уходит на рессоры. Рессоры могут прогибаться в вертикальном направлении, тем самым гася нагрузку и уменьшая перемещение нефтепровода [7].

При появлении нагрузки в поперечном направлении, рессора, которая стоит по направлению нагрузки, растягивается, а противоположная сжимается в вертикальном направлении. Благодаря этому, данная конструкция опоры может выдержать нагрузку с любого направления, магистральный нефтепровод будет покачиваться с затухающим ускорением, а разрушение тела трубы будет предотвращено. Такая конструкция позволяет повысить надежность магистрального нефтепровода, из недостатков только то, что рессора не обладает сильным демпфирующим свойством, из-за чего МН будет раскачиваться.

Доказано, что самыми разрушительными являются воздействия по продольному направлению относительно оси нефтепровода. Пружинные компенсаторы гасят только вертикальные нагрузки и не могут обеспечить достаточного продольного перемещения нефтепровода. также есть опасность того, что пружины с одной стороны могут растянуться, а с другой сжаться, чем приведут к тому, что нефтепровод может повернуться и получить множество дефектов, которые можно будет исправить только вырезкой. Трудности продольного смещения состоят в том, что нефтепровод жестко сцеплен полухомутом с компенсирующим механизмом. Этот фактор предотвращает трение между нефтепроводом и полухомутом.

Также существует опорная конструкция, которая работает по принципу скользящего анкера. Данный вид опоры способен выдерживать статические нагрузки и создавать необходимые передвижения как в продольном, так и в

					3. Особенности надземной прокладки нефтепроводов в регионах с высокой сейсмической активностью	Лист
						27
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

вертикальном направлении. На изображении, которое представлено ниже, приведено схематическое изображение данной конструкции (Рисунок 7) [7].

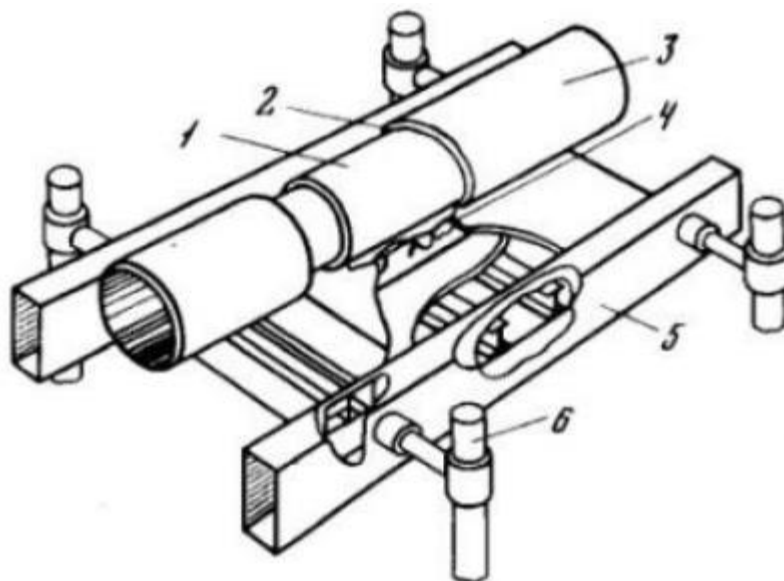


Рисунок – 7 – Конструкция опорного устройства, которое работает по принципу скользящего анкера (1 – хомут; 2 – изоляционное покрытие; 3 – нефтепровод; 4 – сотовая конструкция; 5 – несущая опора; 6 – опорные сваи)

Данная конструкция состоит из хомута – 1, который жестко скреплен с нефтепроводом – 3, сам хомут закреплен на сотовую конструкцию – 4, которая служит для того, чтобы поглощать энергию. Сотовая конструкция установлена на несущую опору – 5, которая держится на опорных сваях – 6.

Благодаря тому, что нефтепровод скреплен хомутом с опорной конструкцией, напряжения могут переходить с трубы на опору. Из-за этого возникает давление между нефтепроводом и опорой, что создает надежную сцепку трубопровода с опорой. Здесь же предусмотрено устройство, которое создает трение между телом трубы и хомутом. Главным плюсом данной конструкции опоры является то, что есть возможность регулировки и контроля сопротивления перемещения нефтепровода с помощью подвижной опоры. Это достигается путем настройки степени сжатия плит. Главными недостатками такой конструкции является слишком высокая стоимость этой системы [7].

3.2 Сейсмозащитная конструкция

Сейчас мы рассмотрим другой вид сейсмозащиты. Данная конструкция платформы для защиты от сейсмической активности располагается между нефтепроводом и опорной частью конструкции, данное сооружение предназначено для защиты нефтепровода на столбовых опорах.

Для того чтобы такая конструкция могла выдерживать сейсмические нагрузки при демпфировании высокой степени, в ней используют тросово – торсионные компоненты. Такая система способна дать свободу необходимого перемещение нефтепровода в любой плоскости, а также выдержать резкое повышение сейсмической активности. Конструкция такой опоры позволяет регулировать величину максимального перемещения нефтепровода, до 200 мм.

Платформа опоры сейсмической защиты спроектирована, как пассивная система с тросо – торсионными упругодемпфирующими компонентами сухого трения. Тросо – торсионными компонентами являются стальные канаты, у которых есть высокие демпфирующие свойства, а также они обладают высокой прочностью. Стальные тросы являются очень выносливым компонентом данной системы, они не боятся изменений климата и влажности, а также способны выдержать множество деформаций. Также они могут вынести множество статических нагрузок, не теряя своих механических свойств.

В связке с торсионными элементами, стальные тросы способны обеспечить системе все те свойства, которые необходимы для плавного гашение сейсмических колебаний [7].

Ниже показана схема виброударозащитной площадки (Рисунок – 8). Тросо – торсионные элементы находятся с внешней стороны внутренней площадки и внутренней стороны наружной площадки. Магистральный нефтепровод устанавливают на внутреннюю площадку системы. На внутренней площадке с наружной стороны установлены втулки для пропускания через них тросов, расположены они по всему периметру площадки. Тросы устанавливают поперечные и продольные, оба парные. Устанавливаются на разных высотах, для того, чтобы они не соприкасались между собой. С обоих концов тросов к ним

					3. Особенности надземной прокладки нефтепроводов в регионах с высокой сейсмической активностью	Лист
						29
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

прикреплены рычажно – торсионные элементы. Данные упругие элементы обеспечивают нелинейность в динамических характеристиках этой конструкции. Учитывая конструктивные особенности, вид опоры и диаметр МН, выбирают вид тросо – торсионных элементов и место их расположения.

Рычажно – торсионный комплект был выбран потому, что конструкция сейсмической защиты обладает небольшим размером, а также торсионы имеют достаточно неплохие упругодемпфирующие данные при необходимой длине плеч поворотных рычагов.

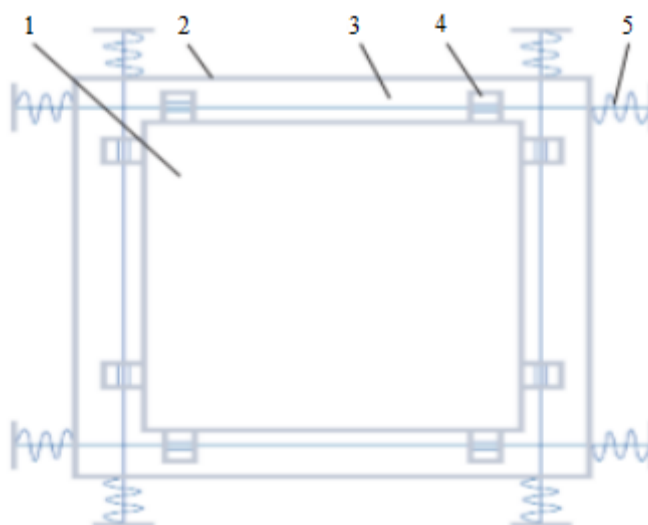


Рисунок – 8 – Схема вибро – ударо защитной конструкции (1 – внутренняя площадка, 2 – наружная платформа, 3 – стальной трос, 4 – втулка, 5 – рычажный торсион

Конструкция защиты от сейсмических воздействий состоит из 7 элементов. Нефтепровод – 1, с помощью полухомута – 2, крепится к внутренней площадке – 4. Для того, чтобы исключить дефектов в виде вмятин на теле трубы в результате давления хомутом на трубу, между нефтепроводом и внутренней площадкой есть уплотнительный слой, который обеспечивает надежное и устойчивое крепление нефтепровода. Внутренняя площадка вывешена на стальных тросах – 6, и с помощью болтового соединения крепится к наружной платформе – 5. Вся эта конструкция закреплена на опоре – 7 (Рисунок – 9) [7].

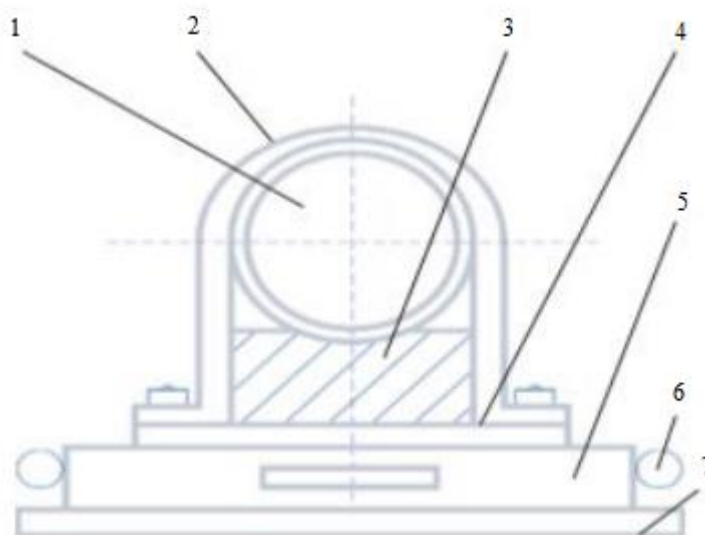


Рисунок – 9 – Чертеж системы защиты от сейсмического воздействия (1 – нефтепровод, 2 – полухомут, 3 – уплотнительный элемент, 4 – внутренняя площадка, 5 – наружная платформа, 6 – стальной трос, 7 – опора)

Во время землетрясения, если появляются вибрации в продольном нефтепроводу направлении, происходит натяжение тех тросов, которые расположены поперек движению волны, благодаря чему площадка сдвинется в сторону распространения вибраций. Если вибрации пойдут в вертикальной плоскости, то натянутся все тросы.

Чаще всего случаются сейсмические толчки горизонтальной направленности, из-за уменьшения жесткости, появляется больше сдвиг, в итоге сейсмическая защита лучше срабатывает. Благодаря торсионно – тросовым элементам очень сильно увеличиваются демпфирующие качества конструкции, а также появляется возможность нефтепроводу перемещаться в любом направлении. Кроме того, магистральный нефтепровод, благодаря все тем же элементам, может спокойно переносить изменения внутреннего давления и климатических условий, во время его эксплуатации.

В данном виде системы сейсмической защиты обеспечивается необходимое движение нефтепровода, до 150 мм, в обеих плоскостях. Кроме того, данная система, может спокойно переносить изменения внутреннего давления и климатических условий, во время эксплуатации нефтепровода. Все

					3. Особенности надземной прокладки нефтепроводов в регионах с высокой сейсмической активностью	Лист
						31
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

характеристики нефтепровода, такие как вес, диаметр, а также сейсмическая активность данного района, должны учитываться при проектировке данного вида сейсмической защиты [7].

					3. Особенности надземной прокладки нефтепроводов в регионах с высокой сейсмической активностью	Лист
						32
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

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

При создании проекта магистрального нефтепровода, который планируют прокладывать подземным способом, необходимо соблюдать требования должны выполняться требования СП 86.13330.2022 раздела 8 «Конструктивные требования к трубопроводам» и раздела 9 «Подземная прокладка трубопроводов» [6].

Если магистральный нефтепровод, который проложен подземным способом, лежит ниже уровня грунтовых вод, нужно подготовит мероприятия по устранению смерзания грунта в зимнее время года. Чтобы предотвратить данную проблему можно провести мероприятия по дренированию грунта, либо установки термоэкранов.

Если МН будет пересекать зону активного тектонического разлома, его необходимо будет уложить в спецтраншею (Рисунок – 10)



Рисунок – 10 – План пересечения трубопроводом зоны тектонического разлома

При засыпке траншеи с нефтепроводом, используют специальный грунт, а именно гравелистый песок по ГОСТ 8736-2014 [8], максимальный размер 1 частицы песка, 5 миллиметров. Также этот песок должен гарантировать

					Методы обеспечения надежности нефтепроводов при их прокладке в сейсмически активных районах			
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	4. Особенности подземной прокладки магистральных нефтепроводов в сейсмически активных районах	Лит.	Лист	Листов
Разраб.		Хомутов А.Е.					33	83
Руковод.		Саруев А.Л.				Отделение нефтегазового дела Группа 2БМ01		
Консульт.								
Рук-ль ООП		Шадрина А.В.						

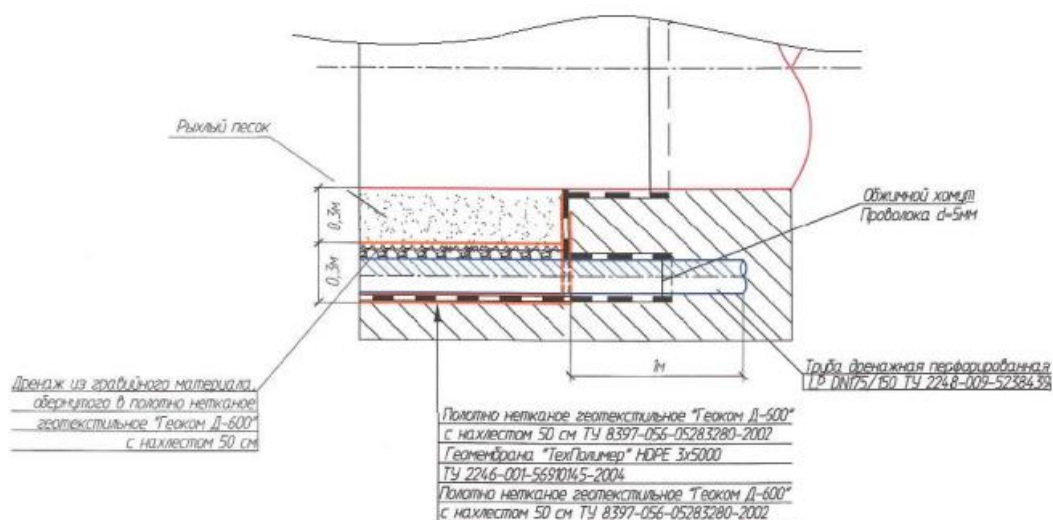


Рисунок – 12 – Расположение перфотрубы в спецтраншее.

Для того, чтобы обеспечить защиту от механических повреждений при засыпке геомембраны, на нее сверху укладывают слой геотекстиля.

Для того, чтобы закрепить слои геотекстиля и геомембраны используют анкера из стали, их врезают в боковые стенки траншеи, на котором не повреждена текстура породы (Рисунок – 13).

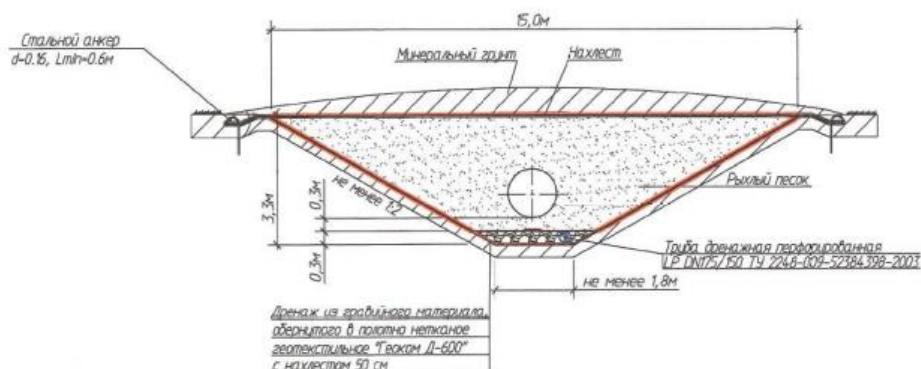


Рисунок – 13 – Закрепление слоев геотекстиля и геомембраны.

Чтобы не допустить порыва защитных слоев геотекстиля и геомембран во время землетрясений, в траншею с МН укладывают специальную защиту, скальный лист. Поперечное сечение траншеи с уложенным туда скальным листом видно на рисунке – 14.

					4. Особенности подземной прокладки магистральных нефтепроводов в сейсмически активных районах	Лист
						35
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

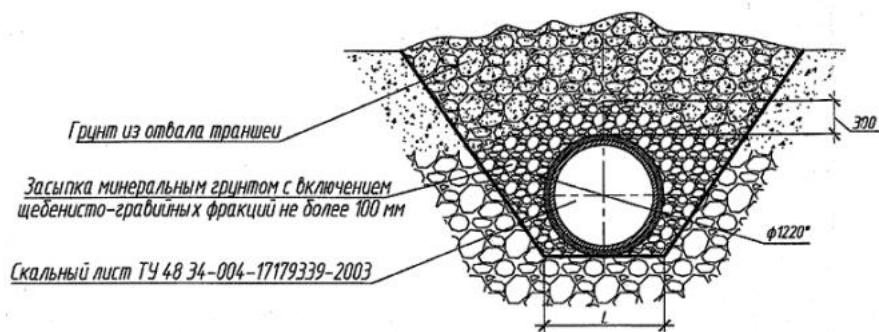


Рисунок – 14 – Поперечное сечение спецтраншеи с уложенным скальным листом.

Еще существует способ подсыпки дна котлована минеральным грунтом (Рисунок – 15).

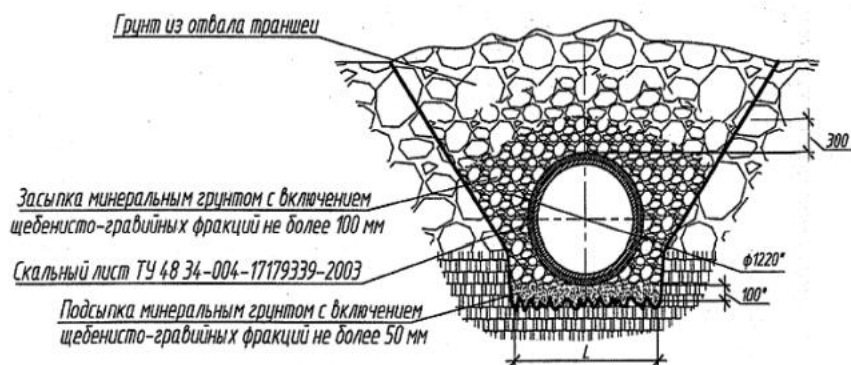


Рисунок – 15 – Поперечное сечение спецтраншеи с уложенным скальным листом и минеральным грунтом.

Лучше всего на дно спецтраншеи укладывать еще и геоматрицу (Рисунок – 16).

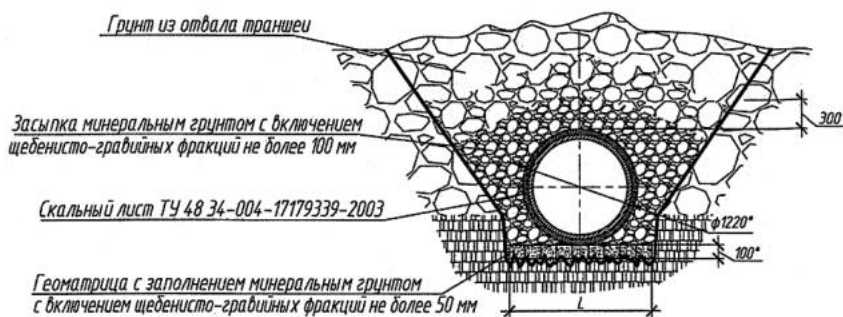


Рисунок – 16 – Поперечное сечение спецтраншеи с уложенным скальным листом, геоматрицей и минеральным грунтом.

При пересечении нефтепроводом зон активных тектонических разломов, нужно соорудить специальную траншею с уклоном более 45 градусов. Это

					4. Особенности подземной прокладки магистральных нефтепроводов в сейсмически активных районах	Лист
						36
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

нужно для того, чтобы трубопровод мог спокойно перемещаться внутри траншеи с рассыпчатым грунтом, поперечное сечение такой траншеи представлено на рисунке – 17.

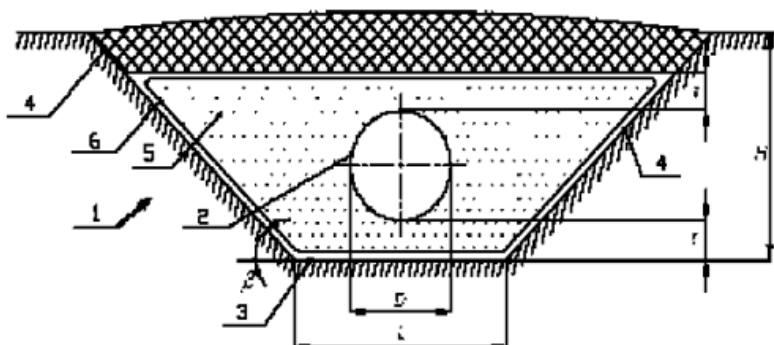


Рисунок – 17 – Поперечное сечение спецтраншеи в зоне АТР (1 – спецтраншея, 2 – нефтепровод, 3 – дно спецтраншеи, 4 – боковые стенки траншеи (откосы), 5 – рассыпчатый грунт, 6 – геотекстиль с геомембраной).

Минимальная ширина спецтраншеи должна быть 2,5 диаметра магистрального нефтепровода, который будет в нее уложен.

Засыпается спецтраншея только специальным рассыпчатым грунтом, рыхлым песком, глубина присыпки нефтепровода в траншее должна быть не менее 30 сантиметров. Оставшийся верхний слой можно засыпать грунтом, который был вынут при разработке спецтраншеи.

Чтобы определить на какую максимальную глубину можно положить магистральный нефтепровод, необходимо провести ряд расчетов и учесть множество факторов. Так, например, нужны физико – математические расчеты на надежность нефтепровода при землетрясении, учесть механические свойства нефтепровода при определенном диаметре, также необходимо учитывать свойства грунта засыпки.

При пересечении МН зоны АТР и подземном способе прокладки, подсыпку траншеи гравистым грунтом, нужно производить в 100 метрах от начала разлома и до 100 метров после конца разлома. Если появляется нужда в балластировке МН в районе АТР, ее необходимо проводить с помощью

специальных балластирующих приспособлений. Используют нетканые синтетические балластирующие приспособления с грунтовым наполнением.

Для того, чтобы использовать подземную прокладку нефтепровода в зоне АТР, необходимо дать на это экономическое обоснование:

- Нужны физико – математические расчеты на надежность нефтепровода, при нормальных условиях эксплуатации в данном сейсмоактивном регионе;
- Нужны расчеты на устойчивость и прочность при действии на магистральный нефтепровод вибраций от сейсмической активности в зоне активного тектонического разлома;
- Нужны расчеты на надежность магистрального нефтепровода при действии на него сил смещающихся берегов разлома.

Если магистральный нефтепровод проложен надземным способом, то прилагаемые на него нагрузки будут считаться силовым сейсмическим нагружением, которое передается по опорам, а при прокладке МН подземным методом нагрузки, которые действуют на трубу, будут считаться его нагружением при смещении грунтов.

					4. Особенности подземной прокладки магистральных нефтепроводов в сейсмически активных районах	Лист
						38
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Глава 5. Расчет нефтепровода на прочность и устойчивость

Входные параметры:

- Задача магистрального нефтепровода – транспортировка нефти и нефтепродуктов;
- Максимальное давление перекачиваемой среды – 7,5 Мпа;
- Диаметр нефтепровода – 1220 мм;
- Коэффициент сцепления грунта C_r – 1 кПа;
- Угол внутреннего трения грунта φ_r - 40°
- Метод укладки нефтепровода – подземный;
- Вид грунта – пески гравелистые.

Нефтепровод, который проложен подземным способом, должен быть проверен расчетами на надежность, которые указаны в СП 86.13330.2022 [6] и на надежность при землетрясениях в соответствии с СП 14.13330.2018 [4].

Данные расчеты на надежность нефтепровода состоят из 2 стадий. Первая стадия – это расчет на надежность магистрального нефтепровода при НУЭ, который проводится по СП 86.13330.2022 [6]. При условии, что нефтепровод не соответствует заданным требованиям, необходимо изменить конструктивную схему прокладки нефтепровода, либо поменять условия эксплуатации трубопровода.

Вторая стадия – это расчет на надежность в сейсмически активных районах. К этой стадии можно будет приступить только после того, как нефтепровод будет соответствовать все требованиям первого этапа. Расчеты второго этапа базируются на 2х уровневом методе, приведем некоторые требования данных методов:

- Магистральный нефтепровод при сейсмической активности, должен оставаться невредимым, либо получить незначительные повреждения,

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	Методы обеспечения надежности нефтепроводов при их прокладке в сейсмически активных районах			
Разраб.		Хомутов А.Е.			5. Расчет нефтепровода на прочность и устойчивость	Лит.	Лист	Листов
Руковод.		Саруев А.Л.					39	83
Консульт.						Отделение нефтегазового дела Группа 2БМ01		
Рук-ль ООП		Шадрина А.В.						

- оставаясь в работоспособном состоянии;
- Магистральный нефтепровод не должен останавливаться при действии на него сил и вибраций сейсмической активности, но разрешается проводить плановые остановки на ремонт трубопровода, если были получены минимальные дефекты.

Мы не будем проводить расчет участков магистрального нефтепровода, проложенных подземным способом, на действие сеймонагрузок, которые направлены по нормали к продольной оси нефтепровода.

Если при проведении расчетов на надежность при сейсмической активности, были выявлены ошибки проектирования, необходимо будет провести ряд мер конструктивного характера.

Конструктивные меры: модернизация конструкции нефтепровода, постройка конструкций компенсирующих сейсмическую активность и другие.

5.1 Определение толщины стенки участка нефтепровода

Толщину стенки магистрального нефтепровода определяют с помощью формулы:

$$n = \frac{\pi r D_H}{2(P_1 + \pi r)} = \frac{1,1 \cdot 7,5 \cdot 1,22}{2(136,24 \cdot 10^6 + 1,1 \cdot 7,5 \cdot 10^6)} = 0,00984 \text{ м} = 10 \text{ мм}, \quad (2)$$

где $\pi = 1,1$ - коэффициент надежности по нагрузке — внутреннему давлению в магистральном нефтепроводе [2];

r – давление рабочее в нефтепроводе, Мпа;

D_H – диаметр нефтепровода, мм;

P_1 – сопротивление растяжению, МПа.

$$P_1 = \frac{R_1^H m}{k_1 k_H} = \frac{480 \cdot 0,5}{1,3 \cdot 1,0} = 136,24 \text{ МПа}, \quad (3)$$

где m – коэффициент условий работы трубопровода = 0,5 [6];

k_1 – коэффициент надежности по материалу = 1,3 [6];

k_H – коэффициент надежности по назначению нефтепровода = 1,0 [6];

R_1^H – нормативное сопротивление растяжению металла труб и сварных соединений = 480, МПа [13].

					5. Расчет нефтепровода на прочность и устойчивость	Лист
						40
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Теперь, когда мы определили толщину стенки магистрального нефтепровода, нам необходимо посчитать продольные напряжения в нефтепроводе. Данный вид напряжений обозначается как, δ_N и зависит от нагрузок на нефтепровод. На нефтепровод, который уложен подземным способом, и он не лежит в зоне сейсмической активности, данный тип нагрузки будет зависеть только от изменения погодных условий и режима перекачки нефти.

$$\delta_N = -aE\Delta t + \mu \frac{pD_B}{2\delta_H} = -1,1 * 10^{-5} * 2,05 * 10^5 * 70,54 + 0,3 \frac{1,1*7,5*1,2}{2*0,01} = -110,36 \text{ МПа.} \quad (3)$$

где $a = 1,1 * 10^{-5}$ – коэффициент линейного расширения металла нефтепровода;

$E = 2,05 * 10^5$ МПа – параметр упругости;

$\mu = 0,3$ – коэффициент поперечной деформации;

$D_B = 1,2$ м внутренний диаметр трубопровода;

Δt – температурный перепад, °С ;

$\delta_H = 0,01$ м, толщина стенки трубопровода.

Для того, чтобы определить температурный перепад, необходимо воспользоваться формулами:

$$\Delta t_{(+)} = \frac{\mu P_1}{aE} = \frac{0,3*136,24}{1,1 * 10^{-5} * 2,05 * 10^5} = 29,93 \text{ °С,} \quad (4)$$

$$\Delta t_{(-)} = \frac{(1-\mu)P_1}{aE} = \frac{(1-0,3)*136,24}{1,1 * 10^{-5} * 2,05 * 10^5} = 70,54 \text{ °С,} \quad (5)$$

Максимальное значение мы берем как расчетное для наших вычислений, потому температурный перепад = 70,54°С.

В случае, когда δ_N получается больше 0, напряжение будет растягивать наш нефтепровод.

В нашей ситуации δ_N получилась меньше 0, что говорит о том, что напряжение будет оказывать сжимающее усилие на магистральный нефтепровод, из за этого мы можем принять в качестве номинальной, толщину стенки, которую посчитали ранее [6].

					5. Расчет нефтепровода на прочность и устойчивость	Лист
						41
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

5.2 Проверка прочности и устойчивости подземных нефтепроводов

Нефтепровод, который проложен подземным способом, нужно просчитать на надежность, а именно на прочность и общую устойчивость против всплытия тела трубы [6].

Чтобы проверить нефтепровод на данный вид надежности, необходимо воспользоваться формулой:

$$|\delta_N| \leq \varepsilon_2 P_1 = |-110,36| \leq 196,43 \quad (6)$$

где $\delta_N = -110,36$ МПа продольные напряжения в нефтепроводе. (3)

ε_2 – коэффициент, который учитывает состояние напряжения металла трубы, при осевых напряжениях, считается по формуле:

$$\varepsilon_2 = \sqrt{1 - 0,75 * \left(\frac{\gamma}{P_1}\right)^2} - 0,5 * \frac{\gamma}{P_1} = \sqrt{1 - 0,75 * \left(\frac{350,14}{136,24}\right)^2} - 0,5 * \frac{350,14}{136,24} = 0,561 \quad (7)$$

где γ – это напряжение проходящее внутри нефтепровода, кольцевое, считается с помощью формулы:

$$\gamma = \frac{\text{пр}D_B}{2n} = \frac{1,1*7,5*1,2*10^6}{2*0,01} = 350,14 \text{ МПа}, \quad (8)$$

Так как теперь у нас есть результаты проверки, мы с уверенностью можем сказать, что все условия выполнены, а значит, что сталь подходит для нашего нефтепровода (6):

$$|\delta_N| \leq \varepsilon_2 P_1 = |-110,36| \leq 196,43 \text{ – проверка выполнена.}$$

5.3 Расчет геометрических параметров нефтепровода

Теперь, когда мы окончательно определились с толщиной стенки нефтепровода, можно начать считать геометрические параметры трубопровода, а именно радиус цилиндрической оболочки – $R_{ц}$, площадь поперечного сечения стенок нефтепровода – S_n , осевой момент инерции нефтепровода на изгиб – M и жесткость нефтепровода на изгиб – J

$$R_{ц} = \frac{D_H - n}{2} = \frac{1,22 - 0,01}{2} = 0,605 \text{ м}, \quad (9)$$

$$S_n = \frac{\pi}{4} (D_H^2 - D_B^2) = \frac{3,14}{4} (1,22^2 - 1,2^2) = 0,0157 \text{ м}^2 \quad (10)$$

$$M = \pi * R_{ц}^3 * n = 3,14 * 0,22^3 * 0,01 = 0,0069 \text{ м}^4 \quad (11)$$

					5. Расчет нефтепровода на прочность и устойчивость	Лист
						42
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

$$Ж = E * M = 2,05 * 10^{11} * 0,0069 = 0,142 * 10^8 \text{ Н} * \text{м}^2 \quad (12)$$

5.4 Проверка на предотвращение недопустимых пластических деформаций

Чтобы нефтепровод, который уложен подземным способом не подвергся деформациям, его необходимо проверить на 2 условия:

$$1) |\lambda_{\text{п}}| \leq \epsilon_3 * \frac{M}{0,9 * K} * \mu \quad (13)$$

$$2) |\lambda_{\text{к}}| \leq \frac{M}{0,9 * K} * \mu \quad (14)$$

Где, $\lambda_{\text{п}}$ – это наибольшие продольные напряжения в нефтепроводе от нагрузок;

$\lambda_{\text{к}}$ – это кольцевые напряжения в нефтепроводе от рабочего давления;

μ – это сопротивление растяжению металла трубы.

$$|\lambda_{\text{к}}| = \frac{p * D_{\text{в}}}{2 * \delta_{\text{н}}} = \frac{7,5 * 1,2}{2 * 0,01} = 450 \text{ МПа}, \quad (15)$$

$$\epsilon_3 = \sqrt{1 - 0,75 * \left(\frac{\lambda_{\text{к}}}{\frac{M}{0,9 * K}} * \mu \right)^2} - 0,5 * \frac{\lambda_{\text{к}}}{\frac{M}{0,9 * K}} * \mu =$$

$$\sqrt{1 - 0,75 * \left(\frac{450}{\frac{450}{0,6} * 350} \right)^2} - 0,5 * \frac{450}{\frac{450}{0,6} * 350} = 0,86 \quad (16)$$

$$\lambda_{\text{п}} = 0,3 * \lambda_{\text{к}} - aE\Delta t \pm \frac{E * D_{\text{н}}}{2 * R} \quad (17)$$

где, R – это радиус упругого изгиба, м.

$$\lambda_{\text{п}}^{(+)} = -26,2 * 10^6 \text{ МПа}, \quad \lambda_{\text{п}}^{(-)} = -308,6 * 10^6 \text{ МПа}$$

Для того, чтобы мы могли провести нашу проверку, нужно только самое наивысшее значение, которое равно $308,6 * 10^6$ МПа.

$$1) |308,6 * 10^6| \leq 0,86 * 463,2 * 10^6$$

$$2) |450| \leq 463,2$$

Все 2 наших условия выполняются, а значит, что проверка успешно пройдена.

5.5 Критерии сейсмостойкого проектирования нефтепровода

Время, в которое повторяются ПЗ и ПРЗ, нужно принять следующие:

					5. Расчет нефтепровода на прочность и устойчивость	Лист
						43
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

- Для проектного землетрясения – 500 лет;
- Для максимального расчетного землетрясения – 1000 лет.

Для того, чтобы можно было оценить то, насколько хорошо магистральный нефтепровод сопротивляется подземным толчкам, необходимо провести некоторые расчеты, которые похожи на расчеты по НУЭ, но в них учитывается воздействие подземных толчков. Еще необходимо провести проверку некоторым требованиям, которые соответствуют определенным видам отказов нефтепровода при землетрясении.

Чтобы осуществить расчет подземных участком МН в зонах АТР на надежность при ПЗ и МРЗ необходимо использовать данный вид предельных состояний трубы:

- Порыв МН;
- Появление гофры на теле трубопровода;
- Появление трещин в сварных соединениях;
- Местное смятие;
- Продольная устойчивость.

Порыв МН – данное явление чаще всего случается из-за давления внутри нефтепровода, также связано с кольцевыми напряжениями трубы.

Чтобы не допустить порыва тела трубы, необходимо максимально понизить уровень кольцевых напряжений. Можно увеличить толщину стенки трубы, но лучше этого не допускать.

Местное смятие – случается при изгибе определенного участка трассы нефтепровода. Чтобы такого не происходило, нужно снизить возможность деформирования трубопровода на изгиб. Нужно, чтобы выполнялись данные параметры:

- Для проектного землетрясения $\frac{E_{и}}{E_{м}} \leq 0,85$ (18)

- Для максимального расчетного землетрясения $E_{и} \leq 0,05$ (19)

Где $E_{и}$ – деформация на изгиб;

					5. Расчет нефтепровода на прочность и устойчивость	Лист
						44
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

E_M – максимальная изгибная деформация.

Появление гофры на теле трубопровода – может произойти из за того, что на тело трубы сжимает по оси.

Чтобы такого не происходило, нужно, чтобы выполнялось данное условие:

$$\frac{E_c}{E_r} \leq K \quad (20)$$

E_c – деформация на сжатие;

E_r – деформация на образование гофр;

K – допустимая осевая деформация на сжатие, при ПЗ = 0,75, при МРЗ = 1.

Появление трещин в сварных соединениях случается, если деформации на растяжение превышают допустимый максимум.

Чтобы этого не случилось, нужно обеспечить необходимый предел текучести металла трубы и ограничить любые деформации на растяжение нефтепровода.

$$\frac{R_t}{R_m} \geq 1,05 \quad (21)$$

$$E_p \leq E_d \quad (22)$$

Где R_m – минимальный предел текучести металла нефтепровода;

R_t – предел текучести сварного шва;

E_p – деформация на растяжение;

E_d – допустимая деформация на растяжение, которая = 1,5% для проектного землетрясения и 3% для максимального разрешенного землетрясения.

Продольная устойчивость – возникает при сильном сжатии нефтепровода. Чтобы не допустить таких деформаций, нужно правильно подобрать глубину, на которую будут закапывать нефтепровод, с запасом, которые рассчитан на нормальные условия эксплуатации:

$$\frac{H}{H_n} \geq 1,05 \quad (23)$$

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

Где H – необходимая глубина заглубления нефтепровода;

n_H – глубина при которой будет обеспечена необходимая надежность нефтепровода при нормальных условиях эксплуатации.

Методы, которые помогают узнать изгибную, осевую и деформацию на растяжение нефтепровода, должны учитывать физическую и геометрическую нелинейность трубопровода при действии подземных толчков.

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

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

Студенту:

Группа	ФИО
2БМ01	Хомутов Андрей Евгеньевич

Школа	Инженерная школа природных ресурсов	Отделение школы (НОЦ)	Отделение нефтегазового дела
Уровень образования	Магистратура	Направление/специальность	21.04.01 / Надежность и безопасность объектов транспорта и хранения углеводородов

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

<i>1. Стоимость ресурсов научного исследования (НИ): материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих</i>	Оценка стоимости материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих ресурсов на проведение мероприятий по обеспечению надежности нефтепроводов при их прокладке в сейсмически активных районах
<i>2. Нормы и нормативы расходования ресурсов</i>	СП 86.13330.2022 «СНиП III-42-80* Магистральные трубопроводы»
<i>3. Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования</i>	Налоговый кодекс Российской Федерации в ред. от 28.05.2022

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

<i>1. Оценка коммерческого и инновационного потенциала НТИ</i>	Обоснование проведения мероприятий по оценке технического состояния на нефтепроводах после проведения мероприятий по увеличению надежности в зонах сложных климатических условий
<i>2. Планирование процесса управления НТИ: структура и</i>	Расчет доходов и затрат после проведения мероприятий по повышению надежности

<i>график проведения, бюджет, риски и организация закупок</i>	нефтепровода после проведения мероприятий по увеличению надежности в зонах сейсмической активности
<i>3. Определение ресурсной, финансовой, экономической эффективности</i>	Оценка экономической эффективности при проведении расчетов стоимости ЭПБ по специальной методике

Перечень графического материала (с точным указанием обязательных чертежей):

1. Оценка ресурсной, финансовой и экономической эффективности проекта
2. Методика расчета работ по оценке технического состояния нефтепровода

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

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Профессор ОНД	Шарф И.В.	Д.Э.Н.		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ01	Хомутов Андрей Евгеньевич		

6. ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ

Введение

В работе рассматриваются методы обеспечения надежности магистральных нефтепроводов (далее МН) в сейсмически активных районах. Оценка различных методов обеспечения надежности МН в сейсмоактивных районах показала, что имеется достаточное количество негативных факторов, влияющих безопасную работу данных объектов. Для предупреждения возникновения аварийных ситуаций в крупных нефтеперекачивающих предприятиях проводят оценку технического состояния, путем применения внутритрубных инспекционных приборов (ВИП). Однако не всегда есть возможность их использовать, например, ВИП может быть невозможно доставить до камеры пуска или забрать с камеры приема средств очистки и диагностики (КПП СОД) из-за того, что дороги в период паводков, становятся непроходимыми.

В таком случае для оценки технического состояния (далее ОТС) данных объектов проводится экспертиза промышленной безопасности (далее ЭПБ).

Основаниями проведения ЭПБ являются положения нормативных правовых актов Российской Федерации в области промышленной безопасности, устанавливающих требования по проведению экспертизы и к объекту экспертизы.

6.1 Перечень и порядок проведения работ по контролю технического состояния

Целью проведения экспертизы являются оценка состояния объекта и определение допустимого срока безопасной работоспособности его по наиболее нагруженным узлам и элементам, работающим в наиболее неблагоприятных условиях. Экспертиза промышленной безопасности дает заключение о

					Методы обеспечения надежности нефтепроводов при их прокладке в сейсмически активных районах			
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата				
Разраб.		Хомутов А.Е.			6. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Лит.	Лист	Листов
Руковод.		Саруев А.Л.					49	83
Консульт.						Отделение нефтегазового дела Группа 2БМ01		
Рук-ль ООП		Шадрина А.В.						

дальнейшей эксплуатации нефтепроводов (или о запрещении его дальнейшей эксплуатации), а также, при необходимости, содержит рекомендации по устранению выявленных дефектов и нарушений в соответствии с требованиями НТД.

При шурфовом (шурфирование – выкапывание небольшого приямка с целью диагностики тела тубы) диагностировании, технология проведения работ включает в себя:

- анализ технической документации и условий эксплуатации;
- обследование состояния трассы нефтепровода;
- определение местоположения и глубины залегания нефтепровода;
- поиск предполагаемого места дефекта
- проверка сплошности изоляционного покрытия нефтепровода;
- разметку и подготовку шурфов для производства работ по диагностике;
- определение коррозионной агрессивности грунта и наличия блуждающих токов;

При вскрытии шурфа, на открытых участках и крановых узлах проводятся:

- оценка состояния изоляционного покрытия нефтепровода;
- визуально-измерительный контроль состояния сварных соединений, стенок нефтепровода на наличие дефектов;
- ультразвуковая толщинометрия стенок нефтепровода;
- ультразвуковой контроль сварных швов;
- рентгеновский контроль сварных швов.
- Устранение дефектных зон
- Контроль устранения дефекта капиллярным способом
- Нанесение изоляционного покрытия
- Устранение шурфа

Измерения, контроль и поиск дефектных участков выполняют по

					6. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Лист
						50
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

градусам, от 0 до 360. Считать принято по часовой стрелке смотря в сторону течения нефти. Шурфуют на опасных участках магистрального нефтепровода (на местах поворотов, с высокой агрессивностью грунтов, и на местах нарушений по предшествующим осмотрам).

6.2 Обоснование расчета стоимости работ по оценке технического состояния нефтепровода

Существует методики [1,2] определения стоимости работ по ЭПБ для зданий, сооружений и технических устройств в число которых входят нефтепроводы. Работу над документом [1] Комитет Торгово-промышленной палаты РФ по промышленной безопасности и Федеральная служба по экологическому, технологическому и атомному надзору начали в 2018 году. Методика уже получила одобрение Ростехнадзора и опубликована на сайте ведомства. Как следует из пресс-релиза, документ был разработан для того, чтобы противодействовать демпингу в области экспертизы промышленной безопасности и защитить добросовестные экспертные организации, которые вынуждены снижать расценки и сокращать из-за этого объёмы диагностических работ. Ожидается, что после утверждения методики Торгово-промышленной палатой РФ бизнес будет использовать данную методику, чтобы выявлять организации, которые дают необоснованно дешёвые предложения на оказание экспертных услуг и выдают "некачественные и фальшивые заключения".

С помощью методики [1] в работе будет рассчитана стоимость проведения ЭПБ с привлечением экспертной организации и методики [2] будет рассчитана стоимость проведения ОТС сотрудниками эксплуатирующей объект организации. Расчеты проводятся для участка магистрального нефтепровода от НПС «Первомайка» до НПС «Молчаново», который является частью МН «Александровская – Анжеро - Судженск».

Трасса нефтепровода с НПС «Первомайка» на 501 км до НПС «Молчаново» 583 км. Начальная точка ПК501. От начальной точки трасса проходит в северном направлении по лесистой и болотистой местности. Растительность представлена сосной и лиственницей с

					6. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Лист
						51
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

густым подлеском. На ПК 502 км трасса пересекается р. Чая и дальше проходит по лесистой и обводненной местности до с. Молчаново. Протяженность трассы составляет 82 пог.км. Наружный диаметр нефтепровода составляет 325 мм. Нефтепровод проложен подземным способом.

6.3 Методика расчета стоимости работ по проведению ЭПБ

В методике [1] на основании анализа существующих сборников ценовых расценок были выведены усредненные цены за проведение ЭПБ на нефтепроводе.

График зависимости стоимости проведения работ от диаметра приведен на рисунке 18. [1]

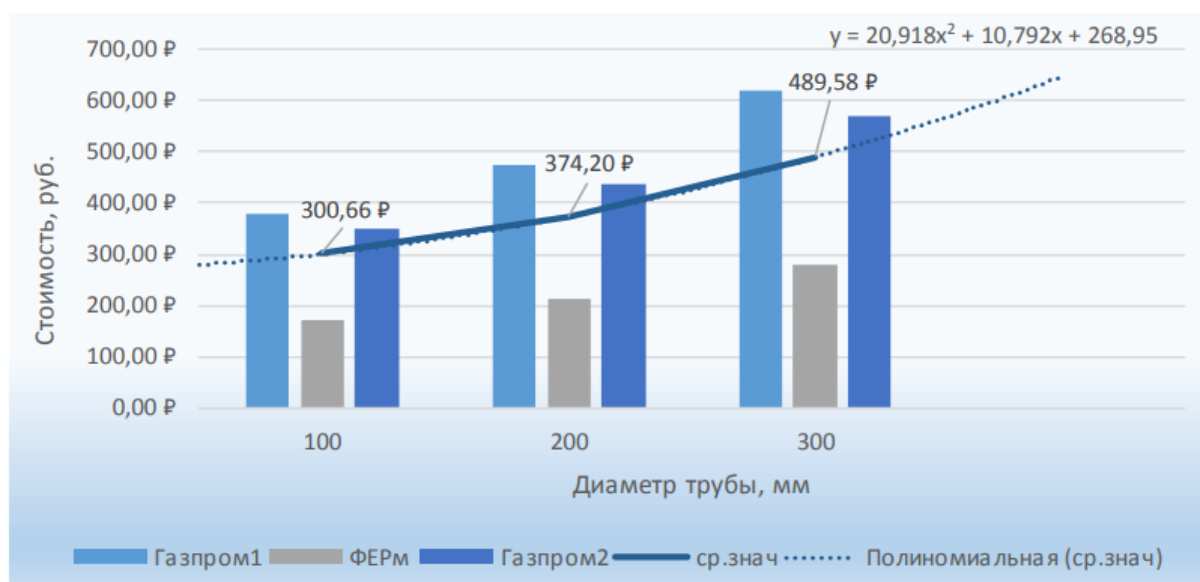


Рисунок 18 – График средней стоимости ЭПБ 1 погонного метра подземного нефтепровода

Согласно данной методике в таблице 1 приведен перечень необходимых мероприятий для диагностирования единичного отрезка трубопровода. Данный набор мероприятий считается достаточным для проведения ЭПБ. [1]

Руководствуясь методикой расчета стоимости научных, нормативно-методических, проектных и других видов работ (услуг) на основании нормируемых трудозатрат, принимаем стоимость разработки отчетной документации плюс проведение анализа технической документации

(первичного), в размере 25% от суммарной стоимости работ по неразрушающему контролю.

Таблица №1 – Нефтепровод стальной подземный, измеритель – 10 пог.м трубопровода

Состав работ	Объем контроля	Диаметр трубы, мм		
		До 100	101-300	Св. 300
1 Анализ технической документации и разработка программы оценки	1 комплект	1 300,14	1 618,18	2 117,12
2 ВИК состояния нефтепровода. Обход и осмотр трассы	5–6 стыков	6 966,19	6 966,19	6 966,19
3 УК сварных швов	15 % (1–2 шва)	1 239,44	1 432,44	1 574,18
4 Ультразвуковая толщинометрия	5–6 точек	1 109,77	1 661,63	2 216,51
5 Испытание твердости	4–5 точек	1 853,43	4 232,19	8 467,99
6 Испытание изоляции электрических кабелей	100%	189,69	246,38	303,38
7 Определение коррозионной агрессивности грунта по удельному электрическому сопротивлению	1 шурф	873,94	873,94	873,94
8 Испытание адгезии	1 шурф	768,99	768,99	768,99
9 Формирование выводов по ОТС	1 комплект	1 950,22	2 427,26	3 175,68
ИТОГО за 10 пог. м.				
4 кв-л 2019 г.				
		3 806,04	4 737,05	6 197,65

Объем контроля принимаем согласно заключению ЭПБ на данном объекте, проведенного в 2016 г. Всего было разработано 12 шурфов: ПК502, ПК503, ПК513, ПК522, ПК533+500, ПК538, ПК554, ПК563, ПК568+340, ПК570, ПК574+102, ПК576.

Открытые участки выявлены на ПК540, ПК542+190, ПК544+600, ПК545, ПК547+360, ПК550+680, ПК551+730. Данные участки относятся открытому участку протяженностью 13,78 км.

Мероприятия по ОТС были проведены в местах разработки шурфов и открытых участков. Исходя из частоты проведения контроля, можно предположить, что проведение контроля осуществлялось по соотношению 1

					6. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Лист 53
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

контроль на 1 км трубы. Контроль осуществляется по визуально-измерительному контролю в наиболее сложных участках. На данных участках проводятся мероприятия по неразрушающему контролю. Один контроль подразумевает проверку 2 стыков трубы, тогда получаем на 20 контрольных точек 40 стыков. Согласно данным заключения ЭПБ от 2016 г. толщинометрия и испытание твердости проводилась на 18 контрольных отметках, количество точек на одно измерение 4.

Необходимо провести пересчет стоимости работ согласно проанализированным данным.

Таблица №2 – Стоимость отдельных видов работ по ОТС, руб/10 пог.м

Состав работ	Объем контроля	Диаметр трубы, мм
		Св. 300
1 Анализ технической документации и разработка программы оценки	2 комплект	4234,24
2 ВИК состояния нефтепровода. Обход и осмотр трассы	40 стыков	46441,27
3 УК сварных швов	15 % (5 швов)	3935,45
4 Ультразвуковая толщинометрия	72 точки	26598,12
5 Испытание твердости	72 точки	121939,06
6 Определение коррозионной агрессивности грунта по удельному электрическому сопротивлению	12 шурфов	10487,27
7 Испытание адгезии	20 контр.точ.	15379,80
8 Формирование выводов по ОТС	2 комплект	6351,36
ИТОГО за 10 пог. м.		235366,57

6.4 Расчет стоимости проведения экспертизы нефтепровода

Принимаем соотношение стоимости работ по ЭПБ к стоимости работ по ОТС нефтепровода равным 30%.

Стоимость ЭПБ нефтепровода определяется в зависимости от усложняющих факторов (приложение А) по формуле:

$$C_{\text{ЭПБ}} = (C_{\text{ед}} + C_{\text{ед}} \times 30\%) \times \frac{L}{10} \times k_{\text{общ.}} \times k_{\text{инд.}}$$

где: $C_{\text{экс.нефтепр.}}$ – стоимость ЭПБ нефтепровода, руб.;

$C_{\text{ед}}$ – единичная стоимость работ по ОТС на 10 м нефтепровода, руб./м, принимаем равным 235366,57 руб/м;

L – общая длина нефтепровода, м, в нашем случае равна 82000 м;

$k_{\text{инд}}$ – коэффициент инфляции на момент расчета стоимости работ (коэффициент перевода в текущие цены от 2001 г.), в нашем случае равен 4,96 согласно Письму Минстроя России от 02.06.2022 N 24922-ИФ/09;

$k_{\text{общ.}}$ – общий коэффициент, определяется по формуле:

$$k_{\text{общ.}} = k_{\text{район.}} \times k_{\text{удал.}} \times k_{\text{усл.ф.}} \times k_{\text{отс.док.}} \times k_{\text{попр.}}$$

где: $k_{\text{район.}}$, $k_{\text{удал.}}$, $k_{\text{усл.ф.}}$, $k_{\text{отс.док.}}$, $k_{\text{попр.}}$ – поправочные коэффициенты для расчета стоимости ЭПБ.

Согласно приложению А [1] принимаемым равным для $k_{\text{район.}}$ – 1,4, районный коэффициент к заработной плате на территории РС(Я) составляет 1,6; $k_{\text{удал.}}$ – 1,4, удаленность объекта ЭПБ составляет 600 км; $k_{\text{усл.ф.}}$ – 1,15, 1,25, 1,35, учитываются такие усложняющие факторы как: Здания и сооружения, возведенные на вечномёрзлых, насыпных, просадочных, набухающих грунтах, над горными выработками, в подтапливаемых зонах, с карстовыми и оползневыми явлениями (1,15), обследование конструкций здания, сооружения и грузоподъемных кранов без прекращения производственного процесса (1,25), инструментально-приборное обследование строительных конструкций зданий, сооружений и грузоподъемных кранов, требующее применения специальных приборов (1,35); $k_{\text{отс.док.}}$ – 1,1, 1,1, допустим, что отсутствуют следующие документы: Заключение ранее проведенных экспертиз, материалы и документация по выполненным обследованиям, ремонтам и усилениям (1,1); Сертификаты, технические паспорта и другие документы, удостоверяющие качество конструкций, деталей и их материалов, примененных при производстве строительно-монтажных работ, акты на скрытые работы (1,1); $k_{\text{попр.}}$ – в нашем случае равен 1.

Тогда общий коэффициент $k_{\text{общ.}}$ будет равен:

					6. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Лист
						55
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

$$k_{\text{общ.}} = 1,4 \times 1,4 \times 1,15 \times 1,25 \times 1,35 \times 1,1 \times 1,1 = 4,6$$

Определим стоимость ЭПБ для нашего объекта с учетом всех поправочных коэффициентов:

$$C_{\text{экс.нефтепр.}} = (235366,57 + 235366,57 \times 0,3) \times \frac{820}{10} \times 4,6 \times 4,96$$

$$= 572\,455\,182,28 \text{ руб.}$$

6.5 Затраты на проведение мероприятия по ЭПБ

Таким образом, стоимость, рассчитанная по методике [1], проведения работ по ЭПБ подземного нефтепровода-отвода протяженностью 82 км, диаметром 325 мм обойдется эксплуатирующей данный объект компании в 572 455 182,28 тыс. руб. Диаграмма общих затрат приведена на рисунке 19.

					6. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Лист
						56
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

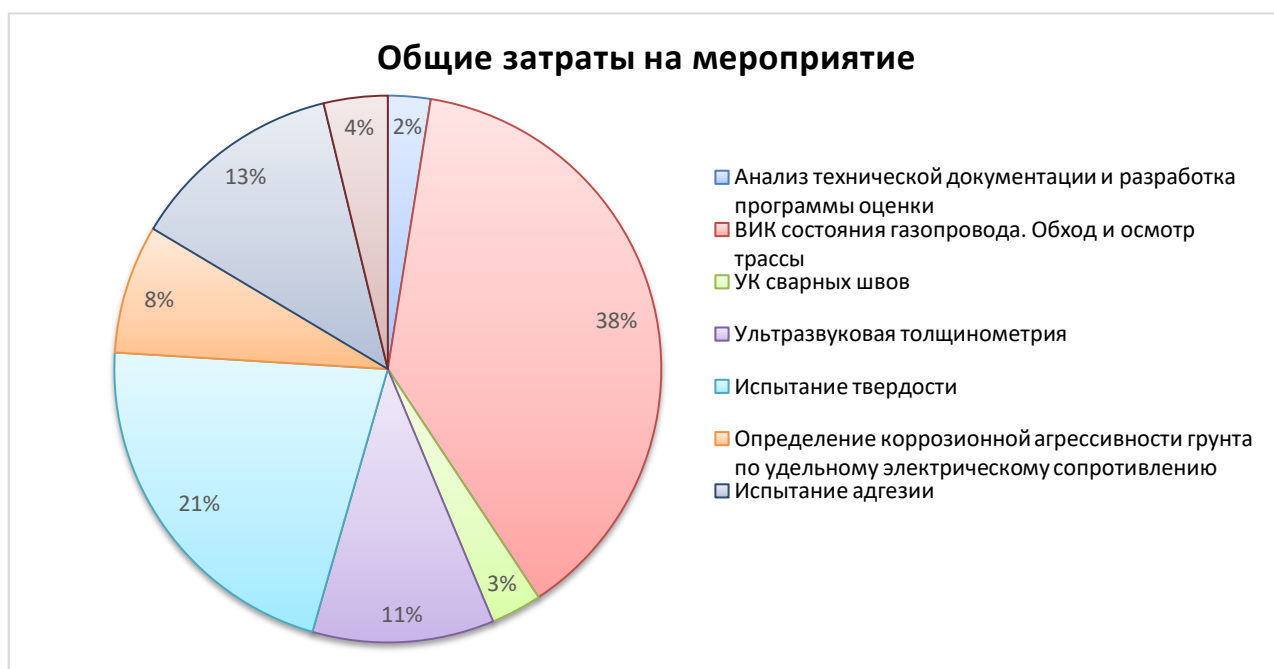


Рисунок 19 – Диаграмма общих затрат

По диаграмме видно, что наибольший удельный вес в формировании общих затрат имеют мероприятия ВИК, 38%.

6.6 Расчет стоимости работ при техническом диагностировании оборудования, сооружений и трубопроводов

В данном разделе приведен расчет по ЕНиР на техническое диагностирование оборудования, сооружений и трубопроводов.

Стоимость работы при техническом диагностировании оборудования, сооружений и трубопроводов Ц, руб., определяют по формуле: [2]

$$Ц = С \cdot k_{ус} \cdot k_{тр} \cdot k_{р.к} + П$$

где: С – себестоимость работы при техническом диагностировании оборудования, сооружений и трубопроводов;

$k_{ус}$ – поправочный коэффициент, учитывающий особые условия работы, приведены в [2, табл.1];

$k_{тр}$ – поправочный коэффициент, учитывающий транспортные затраты, приведены в [2, табл.2];

$k_{р.к}$ – поправочный коэффициент, зависящий от районного коэффициента к заработной плате, приведены в [2, табл.3];

П – плановая прибыль, руб.

Себестоимость работы при техническом диагностировании оборудования, сооружений и трубопроводов включает:

- стоимость основных и вспомогательных материалов;
- основную (без учета районного коэффициента) и дополнительную заработную плату специалистов, проводящих диагностирование, в том числе выплаты из фонда материального стимулирования (кроме выплат, осуществляемых из прибыли);
- отчисления из фонда заработной платы;
- стоимость топлива и энергии;
- накладные расходы (на содержание и эксплуатацию оборудования, цеховые расходы, общезаводские расходы и т. д.) без учета транспортных затрат;
- прочие расходы.

При расчете стоимости основных и вспомогательных материалов, топлива, энергии закладывается их обоснованная потребность на выполнение работы при техническом диагностировании и действующие цены на приобретение.

Фонд заработной платы рассчитывают по нормативам времени, установленными в ЕНиР в зависимости от перечня планируемых для выполнения работ и часовой тарифной ставки специалистов по техническому диагностированию.

Долю накладных расходов устанавливают относительно затрат на соответствующий вид работ при диагностировании, без учета стоимости расходуемых материалов.

Стоимость комплекса работ при техническом диагностировании оборудования, трубопроводов и сооружений определяют по формуле:

Постоянными величинами при определении стоимости работ по техническому диагностированию оборудования, сооружений и трубопроводов являются нормы времени на выполнение конкретных видов работ,

					6. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Лист
						58
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

представленных в настоящих Единых нормах времени на 2014 год, которые служат основанием для установления договорной цены.

По результатам расчеты стоимости сумма проведения технического диагностирования 82 км нефтепровода диаметром 325 мм составит 1 437 177,98 руб.

					6. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Лист
						59
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»

Студенту:

Группа 2БМ01		ФИО Хомутов Андрей Евгеньевич	
Школа	Инженерная школа природных ресурсов	Отделение (НОЦ)	Отделение нефтегазового дела
Уровень образования	магистратура	Направление/специальность	21.04.01 «Нефтегазовое дело»

Тема ВКР:

Методы обеспечения надежности нефтепроводов при их прокладке в сейсмически активных районах

Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:

<p>Введение</p> <p>– Характеристика объекта исследования (вещество, материал, прибор, алгоритм, методика) и области его применения.</p> <p>– Описание рабочей зоны (рабочего места) при разработке проектного решения/при эксплуатации</p>	<p><i>Объект исследования:</i> строительно-монтажные работы по сооружению нефтепровода пролегающего в сейсмически активном районе;</p> <p><i>Область применения:</i> промышленные и технологические трубопроводы нефтеперекачивающих предприятий;</p> <p><i>Рабочая зона:</i> полевые условия;</p> <p><i>Климатическая зона:</i> местность, приравненная к районам Крайнего Севера, климатический подрайон I B;</p> <p><i>Количество и наименование оборудования рабочей зоны:</i> экскаватор, бульдозер, трубы, трубопроводная арматура;</p> <p><i>Рабочие процессы, связанные с объектом исследования, осуществляющиеся в рабочей зоне:</i> земляные работы, засыпка гравийной подушки под трубопровод, монтаж и соединение нефтепроводных труб</p>
---	---

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

<p>1. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности при разработке проектного решения:</p> <p>– специальные (характерные при эксплуатации объекта исследования, проектируемой рабочей зоны) правовые нормы трудового законодательства;</p> <p>– организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны.</p>	<p>– <i>Трудовой кодекс Российской Федерации от 30.12.2001 N 197-ФЗ (ред. от 27.12.2018);</i></p> <p>– <i>ГОСТ 12.2.049-80 ССБТ. Оборудование производственное. Общие эргономические требования;</i></p> <p>– <i>ГОСТ 12.2.033-78 ССБТ. Рабочее место при выполнении работ стоя. Общие эргономические требования</i></p>
<p>2. Производственная безопасность при разработке проектного решения:</p> <p>– Анализ выявленных вредных и опасных производственных факторов</p> <p>– Расчет уровня опасного или вредного производственного фактора</p>	<p>– <i>Вредные факторы:</i> отклонение показателей микроклимата рабочей зоны; повышенная концентрация вредных веществ в рабочей зоне; превышение уровня шума;</p> <p>– <i>Опасные факторы:</i> движущиеся машины и механизмы; наличие оборудования, работающего под высоким напряжением;</p> <p>– <i>Требуемые средства коллективной и индивидуальной защиты от выявленных факторов:</i> защитные ограждения, специальная одежда и обувь, рукавицы, перчатки,</p>

	противошумные наушники, защитные очки, респираторы, противогазы; – <i>Расчет устройства защитного заземления</i>
3. Экологическая безопасность <u>при разработке проектного решения</u>	Воздействие на селитебную зону: снятие плодородного почвенного слоя при разработке траншеи прокладываемого трубопровода, при сооружении площадных объектов; Воздействие на литосферу: нарушение сплошности грунта, загрязнение отходами производства, аварийные разливы нефти и нефтепродуктов; Воздействие на гидросферу: разрушение берегов и русла, аварийные разливы нефти и нефтепродуктов; Воздействие на атмосферу: выбросы от работы двигателей техники, испарения нефти и выброс природного газа вследствие разгерметизации трубопроводов
4. Безопасность в чрезвычайных ситуациях при эксплуатации	Возможные ЧС: пожар, наводнение, выброс нефтепродуктов и газа вследствие разгерметизации трубопровода; Наиболее типичная ЧС: аварийные разливы нефти и нефтепродуктов
Дата выдачи задания для раздела по линейному графику	

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Сечин Андрей Александрович	К.Т.Н.		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ01	Хомутов Андрей Евгеньевич		

7. СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ

Введение

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

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

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

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

Социальная ответственность является важным разделом работы, так как именно в ней представлены законодательные основы взаимоотношений работника с предприятием. В данном разделе выделяются и анализируются вредные и опасные факторы, с которыми может столкнуться работник предприятия при выполнении указанных работ. Знание работниками возможных угроз их безопасности, и предупреждение таких угроз повысит безопасность труда.

					Методы обеспечения надежности нефтепроводов при их прокладке в сейсмически активных районах			
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата				
Разраб.		Хомутов А.Е.			7. Социальная ответственность	Лит.	Лист	Листов
Руковод.		Саруев А.Л.					62	128
Консульт.						Отделение нефтегазового дела Группа 2БМ01		
Рук-ль ООП		Шадрина А.В.						

камеры пуска и приема очистных устройств, задвижки). Оснащение рабочей зоны в любом случае должно обеспечивать безопасность труда работника.

7.2 Производственная безопасность

Данной работой предусматриваются строительно-монтажные работы по сооружению нефтепровода в сейсмически активном районе.

При выполнении указанных работ работники могут подвергаться воздействию вредных и опасных производственных факторов, представленных в таблице 3.

Таблица 3 - Возможные опасные и вредные факторы

Факторы (ГОСТ 12.0.003-2015)	Этапы работ		Нормативные документы
	Строитель ство	Эксплуата ция	
1	2	3	4
Отклонение показателей микроклимата рабочей зоны	+	+	ГОСТ 12.1.005-88[3] СанПиН 2.2.4.548–96[4]
Повышенная концентрация вредных веществ в рабочей зоне	+		ГОСТ 12.1.005-88
Превышение уровня шума	+		ГОСТ 12.1.003-2014[5] СанПиН 2.2.4.3359–16[6]
Движущиеся машины и механизмы	+	+	ГОСТ 12.3.009-76[7] ГОСТ 12.2.003-91[8]
Наличие оборудования, работающего под высоким напряжением	+	+	ГОСТ 12.1.019-2017[9] ГОСТ 12.1.030-81[10]

7.2.1 Анализ опасных и вредных производственных факторов

1. Отклонение показателей микроклимата рабочей зоны

Данный вредный фактор исходит из того, что строительство трубопровода ведется на открытом воздухе как в летний, так и зимний период.

необходимо применять средства индивидуальной защиты – шланговые противогазы.

3. Превышение уровня шума

Источником шума на рабочем месте при строительстве трубопровода может являться специальная техника, участвующая в сооружении трубопровода или разработке траншеи.

Воздействие шума на работника повышает его утомляемость, снижает концентрацию внимания. Длительное воздействие шума может повлечь тугоухость работника.

Согласно [6] нормативное значение эквивалентного уровня звука на рабочем месте составляет 80 дБА. Эквивалентный уровень звука работающей специальной техники, используемой на строительно-монтажных работах может превышать это нормативное значение. Чтобы обезопасить работников от превышения уровня шума могут использоваться специальные средства защиты, такие как защитные акустические экраны, глушители шума или противошумные наушники.

4. Движущиеся машины и механизмы

Ведение строительных работ невозможно без специальной техники, например, экскаватора или бульдозера. При нахождении работников в непосредственной близости к работающей технике или механизмам возможно получение механических травм работниками. Опасной скоростью перемещения подвижных частей машин и оборудования, способных травмировать работника ударом, является скорость более 0,15 м/с [7].

Условием безопасного труда в данном случае является недоступность подвижных частей для работника в ходе рабочего процесса. Для этого, рабочая зона, в которой нахождение работников опасно, обязана быть ограждена и обозначена предупреждающими знаками. А на саму технику и оборудование устанавливают защитные устройства – крышки, кожухи, местные ограждения и т.д.

5. Наличие оборудования, работающего под высоким напряжением

					7. Социальная ответственность	Лист
						66
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

7.2.4 Расчет устройства защитного заземления

Сооружение и эксплуатация действующих промышленных нефтегазопроводов связана с электроустановками. Так при эксплуатации трубопроводов могут применяться электрические насосы на дренажных емкостях, электрические привода запорной арматуры.

В качестве примера выполнен расчет устройства защитного заземления блока управления электроприводной задвижки диаметром 325 мм. Блок управления регулируемый БУР-04–1.Т.УХЛ1-а с характеристиками представленными производителем в [11].

- Определяется расчетное удельное сопротивление грунта, в котором предполагается размещать электроды заземления:

$$\rho_{\text{расч}} = \rho \cdot k, \quad (1)$$

где ρ - удельное сопротивление грунта, для глины составляет 60 Ом·м;
 k - сезонный повышающий коэффициент, для 1 климатической зоны составляет 1,65.

Следовательно расчетное удельное сопротивление грунта, в котором предполагается размещать электроды заземления:

$$\rho_{\text{расч}} = 60 \cdot 1,65 = 99 \text{ Ом} \cdot \text{м}.$$

- Сопротивление растеканию тока, через одиночный заземлитель:

$$R_{\text{тр}} = 0,9 \cdot \left(\frac{\rho_{\text{расч}}}{L_{\text{тр}}} \right), \quad (2)$$

где $L_{\text{тр}}$ – длина трубы, принимаем равным 3 м.

$$R_{\text{тр}} = 0,9 \cdot \left(\frac{99}{3} \right) = 29,7 \text{ Ом}.$$

- Определяем примерное число заземлителей:

$$n = \frac{R_{\text{тр}}}{R_3} = \frac{29,7}{4} = 8 \text{ шт}, \quad (3)$$

где R_3 - требуемое сопротивление защитного заземления, 4 Ом.

- Определяем сопротивление растеканию тока с горизонтального заземлителя:

					7. Социальная ответственность	Лист
						68
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

7.3.3 Защита литосферы

Выполняя разработку траншеи для строительства трубопровода, оказывается прямое механическое воздействие на почвенно-растительный комплекс, заключающееся в нарушении сплошности грунта. При выполнении строительных работ не исключено попадание на почву загрязняющих веществ с работающей техники.

В результате негативного воздействия на литосферу могут происходить такие процессы, как развитие эрозии, образование оврагов, изменение рельефа, заболачивание территории.

Для защиты литосферы необходимо принимать следующие меры:

- Для подъезда к месту проведения работ необходимо устраивать подъездные пути с учетом всех требований, необходимых для предотвращения повреждений древесно-кустарниковой растительности;
- Проведение всех строительных работ разрешается исключительно в пределах отведенной полосы для уменьшения ущерба, наносимого окружающей природной среде;
- По окончании работ необходимо вывезти производственные отходы и провести рекультивацию почвы.

Особую опасность для литосферы представляют аварийные разливы нефти при разгерметизации трубопровода. В случае обнаружения аварийных разливов проводятся мероприятия, предусмотренные планом по локализации и ликвидации аварийных разливов нефти, предусматривающие восстановление загрязненной почвы.

7.4 Безопасность в чрезвычайных ситуациях

При проведении работ по строительству промышленного трубопровода и при его эксплуатации могут произойти чрезвычайные ситуации (наводнения, аварийные разлив нефти на почву и воду, взрывы, возгорание нефти), причины которых следующие:

					7. Социальная ответственность	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		71

предприятием. Это именно то, что необходимо знать и учитывать, не только при трудоустройстве, но и при осуществлении своей трудовой деятельности.

Также, именно в этом разделе рассматриваются вредные и опасные производственные факторы. Правильная организация труда, с учетом этих факторов не только повышает производительность работника, но и что более важно, значительно снижает риск получения производственных травм.

Нельзя забывать и об экологической безопасности, основы которой приведены в данном разделе. В современном мире забота об экологии является важной частью деятельности производственных предприятий.

Особо важным является и знание своих действий для работника при возникновении чрезвычайных ситуаций.

Таким образом, полные и точные знания работника охраны труда и социальной ответственности, является одним из важнейших принципов осуществления своей деятельности для производственных предприятий.

					7. Социальная ответственность	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		73

Список использованной литературы

1. Трудовой кодекс Российской Федерации от 30.12.2001 N 197-ФЗ (ред. от 27.12.2018).
2. Закон РФ "О государственных гарантиях и компенсациях для лиц, работающих и проживающих в районах Крайнего Севера и приравненных к ним местностях" от 19.02.1993 N 4520-1.
3. ГОСТ 12.1.005-88 ССБТ. Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны.
4. СанПиН 2.2.4.548–96. Гигиенические требования к микроклимату производственных помещений.
5. ГОСТ 12.1.003-2014 ССБТ. Шум. Общие требования безопасности.
6. СанПиН 2.2.4.3359–16. Санитарно-эпидемиологические требования к физическим факторам на рабочих местах.
7. ГОСТ 12.3.009-76 ССБТ. Работы погрузочно-разгрузочные. Общие требования безопасности.
8. ГОСТ 12.2.003-91 ССБТ. Оборудование производственное. Общие требования безопасности.
9. ГОСТ 12.1.019-2017 ССБТ. Электробезопасность. Общие требования и номенклатура видов защиты.
10. ГОСТ 12.1.030-81 ССБТ. Электробезопасность. Защитное заземление, зануление.
11. Блок управления регулируемый для электроприводов запорной арматуры. Руководство по эксплуатации. — Текст: электронный // АО «ТОМЗЭЛ»: [сайт]. — URL: https://tomzel.transneft.ru/u/section_file/66941/bur-t1-re_v3.pdf (дата обращения: 22.05.2022).

					Методы обеспечения надежности нефтепроводов при их прокладке в сейсмически активных районах			
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата				
Разраб.		Хомутов А.Е.			Список использованной литературы	Лит.	Лист	Листов
Руковод.		Саруев А.Л.					74	128
Консульт.						Отделение нефтегазового дела Группа 2БМ01		
Рук-ль ООП		Шадрина А.В.						

12. ГН 2.2.5.2308 – 07. Ориентировочно безопасный уровень воздействия (ОБУВ) вредных веществ в воздухе рабочей зоны.

13. ГН 2.1.5.1315-03. Предельно допустимые концентрации (ПДК) химических веществ в воде водных объектов хозяйственно-питьевого и культурно-бытового водопользования.

14. ГОСТ 17.1.3.13-86. Охрана природы. Гидросфера. Общие требования к охране поверхностных вод от загрязнений

15. Постановление Правительства РФ от 21 августа 2000 г. N 613 "О неотложных мерах по предупреждению и ликвидации аварийных разливов нефти и нефтепродуктов".

					Список использованной литературы	Лист
						75
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Заключение

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

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

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

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

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

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	Методы обеспечения надежности нефтепроводов при их прокладке в сейсмически активных районах			
Разраб.		Хомутов А.Е.			Заключение	Лит.	Лист	Листов
Руковод.		Саруев А.Л.					76	128
Консульт.						Отделение нефтегазового дела		
Рук-ль ООП		Шадрина А.В.				Группа 2БМ01		

Список использованной литературы

1. Валеев А.Р., Зотов А.Н. Новые конструктивные методы повышения сейсмостойкости трубопроводов. // Электронный научный журнал Нефтегазовое дело, 2010, №1, с.7.
2. Чичелов В.А. Научно-практические основы обеспечения прочности и устойчивости газопроводов в сложных инженерно-геологических условиях: дис. канд. техн. наук/ Чичелов В.А; Уфимский государственный нефтяной технический университет. – Уфа, 2007, – 347 с.
3. Болт Б. А. Землетрясения. М.: Мир, 1981. 256 с.
4. СП 14.13330.2018 Строительство в сейсмических районах.
5. СП 86.13330.2014 Магистральные трубопроводы.
6. Мансуров О.И. Системы повышения устойчивости магистральных трубопроводов, прокладываемых в сейсмических районах // Трубопроводный транспорт. Теория и практика -2007. - №2. - с. 78-83.
7. ГОСТ 8736-2014 Песок для строительных работ. Технические условия (с Поправкой).
8. ГОСТ 8267-93 Щебень и гравий из плотных горных пород для строительных работ. Технические условия (с Изменениями N 1-4).
9. Авлиякулов Н. Н. Проблемы обеспечения сейсмостойкости подземных трубопроводов, прокладываемых в грунтах с изменяющейся влагосоленасыщенностью // Трубопроводный транспорт. Теория и практика. – 2007. - №4. - с. 40-43.
10. ВСН 010-88 Строительство магистральных трубопроводов. Подводные переходы.
11. Тугунов П.И. Типовые расчёты при проектировании и эксплуатации нефтебаз и нефтепроводов. Учебное пособие для ВУЗов. – Уфа: ООО «ДизайнПолиграфСервис», 2002. – 658 с.

					Методы обеспечения надежности нефтепроводов при их прокладке в сейсмически активных районах			
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата				
Разраб.		Хомутов А.Е.			Список использованной литературы	Лит.	Лист	Листов
Руковод.		Саруев А.Л.					77	128
Консульт.						Отделение нефтегазового дела Группа 2БМ01		
Рук-ль ООП		Шадрина А.В.						

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

13. СП 22.13330.2016 Обоснования зданий и сооружений.

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

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

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

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

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

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

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

21. ГОСТ 12.4.011-89 ССБТ. Средства защиты работающих. Общие требования и классификация.

22. ГОСТ 12.2.003-91 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Оборудование производственное. Общие требования безопасности.

					Список использованной литературы	Лист
						78
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

23. Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Вибрационная безопасность. Общие требования.

24. ГОСТ 26568-85 Вибрация. Методы и средства защиты. Классификация.

25. СП 75.13330.2011 Технологическое оборудование и технологические трубопроводы.

26. ГОСТ 12.1.004-91 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Пожарная безопасность. Общие требования.

27. ГОСТ 12.1.003-2014 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Шум. Общие требования безопасности.

28. ГОСТ 12.1.005-88 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны (с Изменением N 1).

29. СП 52.13330.2016 Естественное и искусственное освещение.

30. СНиП 21-01-97* Пожарная безопасность зданий и сооружений (с Изменениями N 1, 2).

31. ГОСТ 30691-2001 (ИСО 4871-96) Шум машин. Заявление и контроль значений шумовых характеристик.

32. ГОСТ 12.1.038-82 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Электробезопасность. Предельно допустимые значения напряжений прикосновения и токов (с Изменением N 1).

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

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

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

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

					Список использованной литературы	Лист
						79
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

37. СП 24.13330.2011 Свайные фундаменты.

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

39. 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.

40. Источники и воздействие разрушительных сейсмических колебаний. Сб. науч. тр. / Редкол.: Н.В. Шебалин и др. - М.: Наука, 1990.-159 с.

41. Вулканизм, сейсмичность и окружающая среда. Материалы конференции исследователей и специалистов, ПетропавловскКамчатский, 133 10-11 окт. 2001 г. / Ин-т вулканологии. - Петропавловск-Камчатский, 2002. - 52 с.

42. Рудаченко А.В. Исследование напряженно-деформированного состояния трубопроводов. Учеб.-метод. пособие / Рудаченко А.В., Саруев А.Л. - Томск, 2011. - 136 с.

					Список использованной литературы	Лист
						80
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Приложение А

Расчет стоимости ОТС по ЕНиР на техническое диагностирование оборудования, сооружений и нефтепроводов

1. Анализ документации:

- Ознакомление и анализ проектной документации $C_1^{a.d.}=3212,39$ (19,2 чел.ч) руб.;

- Ознакомление и анализ исполнительной документации $C_2^{a.d.}=2142,26$ (12,8 чел.ч) руб.;

- Анализ нормативной документации и установление норм оценки технического состояния $C_3^{a.d.}=491,15$ (2,6 чел.ч) руб.;

- Анализ условий эксплуатации и технологических режимов работы $C_4^{a.d.}=982,29$ (5,1 чел.ч) руб.;

- Анализ ранее проведенных диагностических работ и установление характерных участков $C_5^{a.d.}=428,44$ (2,6) руб.;

- Анализ планово-профилактических мероприятий и ремонтных работ $C_6^{a.d.}=613,95$ (3,2) руб.;

- Анализ аварий и отказов $C_7^{a.d.}=966,04$ (5,8) руб.

Себестоимость работ при анализе документации:

$$C^{a.d.} = \sum C_n^{a.d.} = 3212,39 + 2142,26 + 491,15 + 982,29 + 428,44 + 613,95 + 966,04 = 7966,52 \text{ руб.}$$

2. Математические расчеты:

- Вероятностный расчет скорости внешней коррозии $C_1^{M.P.} = 1240,02$ (8,4 чел.ч) руб.;

- Расчет на прочность $C_2^{M.P.} = 590,49$ (4) руб.;

- Расчет на устойчивость $C_3^{M.P.} = 1180,97$ (8) руб.;

					Методы обеспечения надежности нефтепроводов при их прокладке в сейсмически активных районах			
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	Расчет стоимости ОТС по ЕНиР на техническое диагностирование оборудования, сооружений и нефтепроводов	Лит.	Лист	Листов
Разраб.		Хомугов А.Е.					81	128
Руковод.		Саруев А.Л.				Отделение нефтегазового дела Группа 2БМ01		
Консульт.								
Рук-ль ООП		Шадрина А.В.						

- Расчет остаточного ресурса $C_4^{M.P.} = 1338,94$ (8) руб.

$$C^{M.P.} = 1240,02 + 590,49 + 1180,97 + 1338,94 = 4350,42 \text{ руб.}$$

3. Составление и согласование заключений о возможности дальнейшей эксплуатации:

$$C^{д.э.} = 6611,61 \text{ (32)руб.};$$

4. Экспертиза заключений (отчетов) о техническом диагностировании, составление отзыва

$$C^{закл.} = 7674,19 \text{ (40) руб};$$

5. Неразрушающие методы контроля:

- Проверка на соответствие фактического технического состояния трассы подземных коммуникаций требуемым нормам и правилам $C_1^{H.K.} = 595 * 82 = 48790,0$ руб. (4);

- Визуально-измерительный контроль состояния сварных соединений, стенок нефтепровода на наличие дефектов, 20 участков:

$$C_2^{H.K.} = 12,9 * 40 = 516,0 \text{ руб. (0,1)(4);}$$

- Ультразвуковая дефектоскопия сварных соединения в шурфах и на открытых участках, 20 участков:

$$C_3^{H.K.} = 90,23 * 40 = 3609,2 \text{ руб. (0,7)(4);}$$

- Рентгеновский контроль сварных швов, 20 участков:

$$C_4^{H.K.} = 608,23 * 40 = 24329,2 \text{ руб. (3,2)(4);}$$

- Контроль изоляционного покрытия:

$$C_5^{H.K.} = 2643,28 * 82 = 216748,96 \text{ (11,4) руб. (4);}$$

- Ультразвуковая толщинометрия, всего было проведено 72 измерения:

$$C_6^{H.K.} = 51,56 * 72 = 3712,32(0,4) \text{ руб. (4);}$$

$$C^{H.K.} = \sum C_n^{H.K.} = 48790 + 516 + 3609,2 + 24329,2 + 216748,96 + 3712,32 \\ = 297705,68 \text{ руб}$$

Остальные виды мероприятий:

					Расчет стоимости ОТС по ЕНиР на техническое диагностирование	Лист
					оборудования, сооружений и нефтепроводов	82
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Химический анализ коррозионной активности грунта, согласно было отобрано 12 проб:

$$C_1^{x.a.} = 1301,30 * 12 = 15615,6 \text{ (10) руб. (4);}$$

Механические испытания:

- Определение твердости методом Бринелля, 72 измерения:

$$C_1^{m.i.} = (77,18 * 2) * 72 = 11113,92 \text{ (0,5) руб. (4);}$$

- Зачистка под испытания на твердость:

$$C_2^{m.i.} = 33,50 * 20 = 670 \text{ (0,6) руб. (4);}$$

- Снятие изоляционного материала:

$$C_3^{m.i.} = 22,33 * 20 = 446,6 \text{ (0,6) руб. (4);}$$

- Восстановление изоляционного материала:

$$C_4^{m.i.} = 22,33 * 20 = 446,6 \text{ (0,6) руб. (4);}$$

$$C^{m.i.} = \sum C_n^{m.i.} = 11113,92 + 670 + 446,6 + 446,6 + 15615,6 = 28292,72 \text{ руб}$$

С учетом всех работ по техническому диагностированию себестоимость работ составит:

$$C = C^{a.d.} + C^{m.p.} + C^{d.a.} + C^{закл.} + C^{н.к.} + C^{o.p.}$$

$$C = 7966,5 + 4350,4 + 6611,6 + 7674,2 + 297705,68 + 297705,68 + 28292,72 \\ = 650306,78 \text{ руб.}$$

$$\Pi = 650306,78 * 1 * 1,4 * 1,4 + \frac{25}{100} * 650306,78 = 1\,437\,177,98 \text{ руб.}$$

Вывод: По результатам расчета оптимальная стоимость комплекса работ по техническому диагностированию нефтепровода-отвода протяженностью 82 км и диаметром 325 мм, составила 1 437 177,98 руб.

					Расчет стоимости ОТС по ЕНиР на техническое диагностирование	Лист
					оборудования, сооружений и нефтепроводов	83
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		