

**Министерство образования и науки Российской Федерации**  
 Федеральное государственное автономное образовательное учреждение  
 высшего образования

**«НАЦИОНАЛЬНЫЙ ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ  
 ТОМСКИЙ ПОЛИТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ»**

Институт природных ресурсов  
 Направление подготовки (специальность) 21.04.01 «Нефтегазовое дело»  
профиль «Надежность газонефтепроводов и хранилищ»  
 Кафедра Транспорта и хранения нефти и газа

**МАГИСТЕРСКАЯ ДИССЕРТАЦИЯ**

Тема работы
«Анализ методов оценки технического состояния переходов магистральных нефтепроводов через действующие тектонические разломы»

УДК 622.692.4.053-047.44:551.24

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ51	Тишкина Е.В.		06.06.2017

Руководитель

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
доцент	Антропова Н.А.	к.г.-м.н, доцент		06.06.2017

**КОНСУЛЬТАНТЫ:**

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
доцент	Шарф И. В.	к.э.н, доцент		06.06.2017

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
доцент	Маланова Н. В.	к.т.н., инженер		06.06.2017

Консультант-лингвист

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
доцент	Коротченко Т. В.	к.ф.н, доцент		06.06.2017

**ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:**

И.о. зав. кафедрой	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
ТХНГ	Бурков П.В.	д.т.н, профессор		06.06.2017

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

Институт природных ресурсов  
 Направление подготовки (специальность) 21.04.01 «Нефтегазовое дело»  
профиль «Надежность газонефтепроводов и хранилищ»  
 Кафедра Транспорта и хранения нефти и газа

УТВЕРЖДАЮ:  
 И.о. зав. кафедрой

\_\_\_\_\_  
 (Подпись)      (Дата)      Бурков П.В.  
 (Ф.И.О.)

**ЗАДАНИЕ**  
**на выполнение выпускной квалификационной работы**

В форме:

магистерской диссертации

Студенту:

Группа	ФИО
2БМ51	Тишкиной Екатерине Владимировне

Тема работы:

«Анализ методов оценки технического состояния переходов магистральных нефтепроводов через действующие тектонические разломы»

Утверждена приказом директора (дата, номер)      от 19.04.2017 г. №2697/с

Срок сдачи студентом выполненной работы:      06.06.2017г.

**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.).*

*Трубопроводная система проекта ██████████, переходы магистрального нефтепровода через активные тектонические разломы, технические решения по обеспечению повышения безопасности этих переходов. Технические решения при прокладке магистральных нефтепроводов через действующие тектонические разломы четырех проектов в сравнении со СП 36.13330.2012 «Магистральные трубопроводы» (актуализированная редакция СНиП 2.05.06-85\*): ВСТО, ██████████ и Трансаляскинская трубопроводная система*





## Планируемые результаты обучения магистрантов

№	Результаты обучения	Требования ФГОС, критериев и/или заинтересованных сторон
1	2	3
<b>Р1</b>	Применять естественнонаучные, математические, гуманитарные, экономические, инженерные, технические и глубокие профессиональные знания в области современных нефтегазовых технологий для решения <i>прикладных междисциплинарных задач и инженерных проблем</i> , соответствующих профилю подготовки (в нефтегазовом секторе экономики)	ОК-1; ОК-2; ОК-3, ОПК-1; ОПК-2; ОПК-4; ОПК-5; ОПК-6; ОПК-7, ОПК-8, ПК-1; ПК-2; ПК-3; ПК-4; ПК-6; ПК-7; ПК-9; ПК-10; ПК-11; ПК-14; ПК-16; ПК-17; ПК-19; ПК-20; ПК-21; ПК-23
<b>Р2</b>	Планировать и проводить аналитические и экспериментальные <i>исследования</i> с использованием новейших достижений науки и техники, уметь критически оценивать результаты и делать выводы, полученные в <i>сложных и неопределённых условиях</i> ; использовать <i>принципы изобретательства, правовые основы-в области интеллектуальной собственности</i>	ОК-1; ОК-2; ОПК-2; ОПК-4; ОПК-6; ПК-1; ПК-2; ПК-3; ПК-4; ПК-5; ПК-6; ПК-7; ПК-8; ПК-9; ПК-10; ПК-11; ПК-14; ПК-15; ПК-17; ПК-18; ПК-19; ПК-20; ПК-22; ПК-23
<b>Р3</b>	Проявлять профессиональную <i>осведомленность о передовых знаниях и открытиях</i> в области нефтегазовых технологий с учетом <i>передового отечественного и зарубежного опыта</i> ; использовать <i>инновационный подход</i> при разработке новых идей и методов <i>проектирования</i> объектов нефтегазового комплекса для <i>решения инженерных задач развития</i> нефтегазовых технологий, <i>модернизации и усовершенствования</i> нефтегазового производства.	ОК-1; ОК-2; ОПК-1; ОПК-2; ОПК-3; ОПК-6; ОПК-7, ОПК-8, ПК-1; ПК-2; ПК-3; ПК-4; ПК-5; ПК-6; ПК-7; ПК-8; ПК-9; ПК-11; ПК-13; ПК-14; ПК-15; ПК-18; ПК-20; ПК-21; ПК-22; ПК-23
<b>Р4</b>	<i>Внедрять, эксплуатировать и обслуживать современные машины и механизмы</i> для реализации технологических процессов нефтегазовой области, обеспечивать их <i>высокую эффективность</i> , соблюдать правила <i>охраны здоровья и безопасности труда</i> , выполнять требования по <i>защите окружающей среды</i> .	ОК-2; ОПК-1; ОПК-2; ОПК-7, ОПК-8, ПК-1; ПК-3; ПК-6; ПК-9; ПК-10; ПК-11; ПК-14; ПК-16; ПК-17; ПК-18; ПК-19; ПК-21; ПК-22;
<b>Р5</b>	Быстро ориентироваться и выбирать <i>оптимальные решения в многофакторных ситуациях</i> , владеть методами и средствами <i>математического моделирования</i> технологических процессов и объектов	ОК-2; ОК-3; ОПК-1; ОПК-2; ПК-4; ПК-5; ПК-6; ПК-7; ПК-8; ПК-9; ПК-10; ПК-11; ПК-17; ПК-20;

№	Результаты обучения	Требования ФГОС, критериев и/или заинтересованных сторон
1	2	3
Р6	Эффективно использовать любой имеющийся арсенал технических средств для максимального приближения к поставленным производственным целям при <i>разработке и реализации проектов</i> , проводить <i>экономический анализ затрат, маркетинговые исследования, рассчитывать экономическую эффективность.</i>	ОК-2; ОПК-1; ОПК-2; ОПК-4; ОПК-7; ОПК-8; ПК-1; ПК-3; ПК-4; ПК-5; ПК-6; ПК-8; ПК-9; ПК-10; ПК-11; ПК-13; ПК-14; ПК-15; ПК-16; ПК-17; ПК-18; ПК-19; ПК-20; ПК-21; ПК-22; ПК-23
Р7	Эффективно работать <i>индивидуально</i> , в качестве члена и руководителя команды, умение формировать задания и <i>оперативные планы</i> всех видов деятельности, распределять обязанности членов команды, готовность нести <i>ответственность за результаты работы</i>	ОК-1; ОК-2; ОК-3; ОПК-1; ОПК-2; ОПК-4; ОПК-5; ОПК-6; ПК-6; ПК-11; ПК-12; ПК-13; ПК-14; ПК-15; ПК-23
Р8	Самостоятельно учиться и непрерывно <i>повышать квалификацию</i> в течение всего периода профессиональной деятельности; активно <i>владеть иностранным языком</i> на уровне, позволяющем работать в интернациональной среде, разрабатывать документацию и защищать результаты инженерной деятельности	ОК-1; ОК-2; ОК-3; ОПК-2; ОПК-3; ОПК-4; ОПК-5; ОПК-7, ОПК-8, ПК-1; ПК-8; ПК-23

## РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа 117 с., 29 рисунков, 18 табл., 33 источника и 1 приложение.

Ключевые слова: сейсмоопасность, переход, активный тектонический разлом, магистральный нефтепровод, проект ██████████, ПМН через тектонический разлом, траншея специальной конфигурации, компенсатор, ТАТС, техническое состояние, диагностика, technical condition, main pipeline, diagnostics, safety.

Объектом исследования является трубопроводная система проекта ██████████, а именно, переходы магистральных нефтепроводов через действующие тектонические разломы.

Цель работы – Анализ методов оценки технического состояния переходов магистральных нефтепроводов через действующие тектонические разломы, одним из которых является, исследование напряженно-деформированного состояния магистрального нефтепровода в зоне пересечения ██████████ ██████████ ██████████ разлома в программном продукте ██████████, на примере ██████████.

В процессе исследования проводились расчеты толщины стенки трубопровода, расчеты трубопровода на прочность и устойчивость. Рассмотрены вопросы оценки и безопасности технического состояния ПМН через действующие тектонические разломы. Рассмотрены вопросы производственной и экологической безопасности при выполнении работ по ликвидации аварийных разливов нефти на ПМН через действующие тектонические разломы, расчет стоимости материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих ресурсов на выполнение работ по строительству ПМН через ДТР.

В результате исследования был произведен анализ технических решений при прокладке магистральных нефтепроводов через тектонические разломы, анализ технического состояния ПМН через действующие тектонические разломы острова Сахалин, анализ методов оценки технического состояния

					Реферат	Лист
						9
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

переходов МНП через ДТР, а также [REDACTED] по исследованию [REDACTED] [REDACTED] магистрального нефтепровода, пересекающего тектонический разлом.

На основании полученных результатов было выявлено, что сочетание многообразных факторов требует разработки различных технологий прокладки магистральных трубопроводов через действующие тектонические разломы. Из-за недостатка в СНиП дополнительных мер по обеспечению безопасности магистральных трубопроводов в сейсмоактивных зонах, компании вынуждены создавать вспомогательные мероприятия по повышению эксплуатационных характеристик переходов. Следовательно, возникает необходимость усовершенствования СНиП и нормативных документов, дабы избежать высоких рисков разгерметизации трубопровода во время активизации тектонического разлома. В свою очередь, применение [REDACTED] [REDACTED], [REDACTED] и [REDACTED] имеет ряд преимуществ, одним из которых является обеспечение безопасности трубопровода при активации разлома и, тем самым, увеличение срока его эксплуатации. Также было выявлено, что с помощью методов оценки технического состояния трубопроводных систем можно обосновать работоспособность и сроки их службы на требуемый (заданный) интервал времени.

Экономическая эффективность/значимость работы: трудозатраты при строительстве [REDACTED] перехода магистрального нефтепровода через действующий тектонический разлом в [REDACTED] раз больше, чем при строительстве обычного перехода, но в разы меньше, чем локализация, ликвидация аварийного разлива, а в последствие ремонт нефтепровода, в случае разгерметизации этого нефтепровода.

					Реферат	Лист
						8
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

## Термины и определения

**Тектонический разлом:** Зона нарушения сплошности земной коры, то есть деформационный шов, который разделяет породный массив на два блока.

**Магистральный нефтепровод:** Инженерное сооружение, которое состоит из наземных, надземных, подземных и подводных трубопроводов, а также связанных с ними хранилищ нефти, перекачивающих станций и других технологических объектов, которые обеспечивают транспортировку, прием, сдачу нефти сторонним потребителям либо перевалку на другой вид транспорта.

**Напряженно-деформированное состояние:** Совокупность внутренних напряжений и деформаций, возникающих при действии внешних нагрузок, температурных полей и других факторов.

**Техническое состояние:** Состояние оборудования и сооружений, характеризующиеся в определенный момент времени при определенных условиях внешней среды значениями его параметров, установленных технической документацией.

**Нормальное напряжение:** Составляющая напряжения, которая является перпендикулярной плоскости, на которую действуют силы.

**Эквивалентное напряжение:** Напряжение, под действием которого материал в условиях простого растяжения– сжатия оказывается в равноопасном состоянии с рассматриваемым сложным напряженным состоянием.

**Предел прочности:** Напряжение, соответствующее максимальной нагрузке, которую выдерживает образец до разрушения (временное сопротивление разрыву).

**Предел текучести:** Механическая характеристика материала, характеризующая напряжение, при котором деформации продолжают расти без увеличения нагрузки.

					Реферат	Лист
						9
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

## Обозначения и сокращения

АТР – активный тектонический разлом.

ВИП – внутритрубный инспекционный прибор.

ВСТО – Восточная Сибирь – Тихий океан

ДТР – действующий тектонический разлом.

КЭА – конечно-элементный анализ.

ЛАРН – ликвидация аварийных разливов нефти.

МН – магистральный нефтепровод.

НДС – напряженно-деформированное состояние.

НТД – нормативно-техническая документация.

НКС – насосно-компрессорная станция.

ПДК – предельно-допустимая концентрация.

ПМН – переход магистрального нефтепровода.

РД – руководящий документ.

ТД – техническая диагностика.

ТС – техническое состояние.

ТЭО – технико-экономическое обоснование.

ЧС – чрезвычайная ситуация

					Обозначения и сокращения	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		10

## Оглавление

ВВЕДЕНИЕ .....	12
1. ГЕОГРАФИЯ РАСПРОСТРАНЕНИЯ ЗОН С ВЫСОКОЙ СЕЙСМИЧНОСТЬЮ... 14	14
1.1 Общие сведения о тектонических разломах .....	14
1.2 Движение литосферных плит .....	16
1.3 География распространения землетрясений.....	16
2. ГЕОЛОГИЧЕСКОЕ И ТЕКТОНИЧЕСКОЕ СТРОЕНИЕ О.САХАЛИН .....	19
2.1 Геология острова .....	19
2.2 Разломная тектоника .....	20
3. ХАРАКТЕРИСТИКА ПРОЕКТА [REDACTED] .....	21
3.1 Общие сведения .....	21
3.2 [REDACTED] [REDACTED] [REDACTED] .....	22
4. АНАЛИЗ ТЕХНИЧЕСКИХ РЕШЕНИЙ ПРИ ПРОКЛАДКЕ МАГИСТРАЛЬНЫХ НЕФТЕПРОВОДОВ ЧЕРЕЗ ЗОНЫ АТР .....	24
5. АНАЛИЗ ТЕХНИЧЕСКОГО СОСТОЯНИЯ ПЕРЕХОДОВ МНП ЧЕРЕЗ ДЕЙСТВУЮЩИЕ ТЕКТОНИЧЕСКИЕ РАЗЛОМЫ, НА ПРИМЕРЕ [REDACTED] [REDACTED] .....	28
5.1 Факторы сейсмоопасности .....	28
5.2 Тектонические разломы [REDACTED] .....	29
5.3 Концепция переходов через разломы.....	32
5.4 Концепция специальных траншей для переходов через АТР.....	35
6. АНАЛИЗ МЕТОДОВ ОЦЕНКИ ТЕХНИЧЕСКОГО СОСТОЯНИЯ ПЕРЕХОДОВ МНП ЧЕРЕЗ ДЕЙСТВУЮЩИЕ ТЕКТОНИЧЕСКИЕ РАЗЛОМЫ.....	39
7. РАСЧЕТ ТРУБОПРОВОДА НА ПРОЧНОСТЬ И УСТОЙЧИВОСТЬ .....	48
8. ИССЛЕДОВАНИЕ [REDACTED] [REDACTED] МАГИСТРАЛЬНОГО НЕФТЕПРОВОДА В ЗОНЕ ПОВЫШЕННОЙ СЕЙСМИЧНОСТИ [REDACTED], В ПРОГРАММНОМ ПРОДУКТЕ [REDACTED] .....	61
9. ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ .....	68
10. СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ .....	86
ЗАКЛЮЧЕНИЕ.....	98
Список публикаций студента .....	99
Список использованных источников.....	101
ПРИЛОЖЕНИЕ А .....	105
3. DESCRIPTION OF THE [REDACTED] [REDACTED] .....	106
5. ANALYSIS OF TECHNICAL CONDITION OF THE MAIN OIL PIPELINE CROSSING THE EXISTING FAULTS .....	108

					Оглавление	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		11

## ВВЕДЕНИЕ

Магистральные трубопроводы относятся к особо ответственным сооружениям, строительство которых ведется в различных природно-климатических условиях, включая сейсмически активные районы. При установлении сейсмических нагрузок при пересечении АТР существует большая неопределенность по величине и скорости потенциального смещения разлома. Поэтому для каждого участка пересечения тектонических разломов и сейсмически опасных зон должен разрабатываться индивидуальный подход строительства магистральных трубопроводов.

При выборе трасс нефтепроводов и газопроводов зачастую не удается избежать пересечения с активными тектоническими разломами, по которым при землетрясениях происходят единовременные смещения до нескольких метров, представляющие значительную опасность для трубопроводов.

В связи с этим актуальность темы связана с разработкой комплекса методов и мероприятий по обеспечению безопасности технического состояния переходов магистральных нефтепроводов через действующие тектонические разломы, и с необходимостью предотвращения возможных проблем при эксплуатации трубопроводов в этих зонах повышенной сейсмичности.

В выпускной квалификационной работе исследовались технические решения при прокладке подземных трубопроводов через зоны сейсмической активности, на предмет сравнения различных проектов со сводом правил СП 36.13330.2012 «Магистральные трубопроводы» (актуализированная редакция СНиП 2.05.06-85\*). Также представлены методы оценки технического состояния МН через ДТР, решения по обеспечению безопасности и обустройству [REDACTED] переходов магистральных нефтепроводов [REDACTED] и исследование [REDACTED] МН в [REDACTED].

Таким образом, **целью** данной выпускной квалификационной работы

					<i>Введение</i>			
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>				
<i>Разраб.</i>		Тишкина Е.В.			<i>Основная часть</i>	<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Руковод.</i>		Антропова Н.А.					12	116
<i>Консульт.</i>						<b>ТПУ гр. 2БМ5А</b>		
<i>И.о.зав.каф.</i>		Бурков П. В.						

является анализ методов оценки технического состояния переходов магистральных нефтепроводов через действующие тектонические разломы, одним из которых является, исследование ██████████ ██████████ магистрального нефтепровода в зоне пересечения ██████████ ██████████ ██████████ разлома в программном продукте ██████████, на примере ██████████ ██████████.

Для реализации поставленной цели, в работе решаются **задачи**:

- исследование основных технических решений по обеспечению надежности и безопасности переходов МН;
- описание методов оценки технического состояния переходов МН через ДТР;
- изучение концепции переходов магистральных нефтепроводов ██████████ ██████████ и обустройство ██████████ ██████████ ██████████;
- анализ взаимодействия ██████████ ██████████.

**Объектом исследования** являются тектонические разломы, переходы магистральных нефтепроводов через действующие тектонические разломы, трубопроводная система наземных трубопроводов ██████████ ██████████ (подробно переход через ██████████ ██████████ разлом – ██████████ ██████████) и технические решения по обеспечению повышения безопасности переходов МН через ДТР, а также методы оценки технического состояния этих переходов.

В результате прохождения научно-исследовательской и преддипломной практик были подробно изучены тектонические разломы ██████████ ██████████, по нормативной и проектной документации также были изучены переходы магистральных нефтепроводов через эти разломы, их концепция и обустройство, рассмотрены методы оценки технического состояния переходов и был произведен сравнительный анализ четырех проектов со сводом правил.

В работе были применены различные методы исследования, такие как документальный анализ, теоретический анализ, количественный анализ, анализ сравнения и экспериментальный анализ.

					<i>Введение</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		13

# 1. ГЕОГРАФИЯ РАСПРОСТРАНЕНИЯ ЗОН С ВЫСОКОЙ СЕЙСМИЧНОСТЬЮ

## 1.1 Общие сведения о тектонических разломах

В любом горном массиве и на любой территории присутствуют тектонические разломы, и именно к тектоническим разломам, чаще всего, приурочены месторождения полезных ископаемых, что делает их объектом для геологических исследований. Тектонический разлом – это зона нарушения сплошности земной коры, то есть деформационный шов, который разделяет породный массив на два блока.

Если исходить из первого закона Ньютона, то движение земной коры происходит при условии воздействия различных сил, а так как в земной коре постоянно действуют эти силы (одна из них – сила тяжести), поэтому геологическая среда всегда находится в напряженном состоянии. Вследствие перенапряжения горных пород, происходит их деформация и разрушение. Чаще всего это выражается в формировании тектонических швов (разрывов) или в смещении блоков горных пород вдоль заложенных ранее активных разломов.

Геологический разлом, или разрыв – это нарушение сплошности горных пород, без смещения пород, с образованием трещин, или со смещением, по поверхности разлома (разрыва). Крупные разрывы земной поверхности образуются на стыках тектонических плит, в результате их сдвига. Во время быстрого скольжения вдоль линии разлома происходит выброс энергии, поэтому в зонах активных разломов часто происходят землетрясения. Зонами разлома называют такие зоны, которые характеризуют разломы, состоящие из структурной зоны однотипных тектонических деформаций.

Геологические разрывы делятся, в зависимости от направления движения, на три основные группы (рисунок 1):

					<i>География распространения зон с высокой сейсмичностью</i>			
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>				
<i>Разраб.</i>		Тишкина Е.В.			<i>Основная часть</i>	<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Руковод.</i>		Антропова Н.А.					14	116
<i>Консульт.</i>						<b>ТПУ гр. 2БМ5А</b>		
<i>И.о.зав.каф.</i>		Бурков П. В.						

- разлом со смещением по падению (основное направление движения происходит в вертикальной плоскости);
- сдвиг (разлом, в котором направление движения происходит в горизонтальной плоскости);
- сбросо-сдвиг (разлом, в котором смещение происходит в обеих плоскостях).

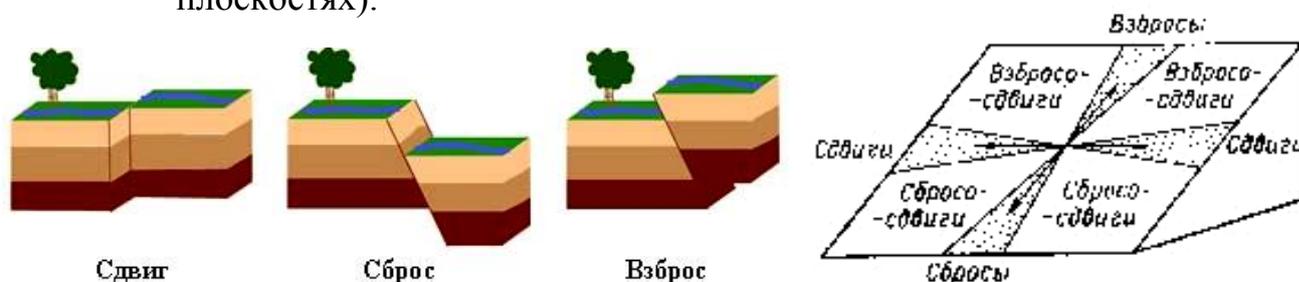


Рисунок 1 – Основные группы разломов

### Разлом со смещением по падению

Такие разломы делятся на сбросы, взбросы и надвиги. Сбросы происходят, когда один блок земной коры (висячий бок) опускается относительно другого (подошвы), как бы при растяжении земной коры. Участок земной коры, который опущен относительно других, окружающих участков сброса, и находящийся между ними, называется грабеном. Если участок наоборот приподнят, то его называют горстом. Взбросы происходят в обратном направлении – там висячий бок движется вверх относительно подошвы, при этом угол наклона трещины превышает  $45^\circ$ . При взбросах происходит сжатие земной коры. Ещё один вид разлома со смещением по падению – это надвиг, в нём движение висячего бока происходит аналогично взбросу, только угол наклона расщелины не превышает  $45^\circ$ .

### Сдвиги

Когда происходит сдвиг плит, поверхность разлома вертикальная, и подошва начинает двигаться либо вправо, либо влево. Если подошва движется вправо, то это правосторонний сдвиг, а если влево – левосторонний.

## 1.2 Движение литосферных плит

Земля прибывает в постоянном движении, вращаясь вокруг своей оси, и вокруг Солнца. Находятся в движении и её составляющие, которые выходят из недр на поверхность и изменяют облик планеты. Земля была подвергнута трансформации на протяжении миллиардов лет. Различные гигантские массы, поднимаясь из ее глубин, перемещаясь по поверхности, вновь уходили обратно в земные недра. Такой процесс ученые назвали тектоникой плит [12].

В основном, мы не ощущаем эти изменения. Но, так или иначе, они оказывают большое влияние на окружающий природный мир. Перемещение литосферных плит вызывает землетрясения или извержения вулканов, изменение климата, некоторые перемещения могут даже изменить вид целого континента.

Ученым все еще не удалось до конца узнать всех деталей изменения поверхности Земли, но были найдены доказательства того, что тектоника плит изменяла облик нашей планеты на протяжении более 2,5 миллиарда лет.

## 1.3 География распространения землетрясений

Землетрясения – колебания земной поверхности, вызванные внезапными изменениями состояния недр планеты. Эти колебания представляют собой упругие волны, которые распространяются с высокой скоростью в толще горных пород. Наиболее сильные землетрясения ощущаются иногда на расстоянии более 1500 км от очага и могут быть зарегистрированы сейсмографами (специальные высокочувствительные приборы) даже в противоположном полушарии. Место, где зарождаются эти колебания, называется очагом землетрясения, а его проекция на земную поверхность – эпицентром землетрясения. В основном, очаги землетрясений лежат в земной коре на глубинах около 16 км, не более, однако, бывает и такое, что глубины очагов достигают 700 км. Тысячи землетрясения происходят ежедневно, но лишь немногие из них человек может ощутить [13].

					География распространения зон с высокой сейсмичностью	Лист
						16
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Магнитуда землетрясений, как правило, определяется по шкале, которая основана на записях сейсмографов. Эта шкала носит название шкала магнитуд, или шкала Рихтера. Магнитуда землетрясения – это безразмерная величина, пропорциональная логарифму отношения максимальных амплитуд, определенного типа волн землетрясения, и некоторого стандартного землетрясения. [13].

Интенсивность землетрясений, при обследовании района по величине вызванных ими разрушений наземных сооружений или деформаций земной поверхности, оценивается в баллах. В США оценка интенсивности обычно проводится по 12-балльной шкале Меркалли (рисунок 2).

Балл	Магнитуда	Краткая характеристика проявлений землетрясения
I	1-2	Отмечается только сейсмоприборами.
II	2-3	Ощущается отдельными людьми, находящимися в состоянии полного покоя, особенно в верхних этажах зданий. Предметы, подвешенные в верхних этажах на тонких шнурах, раскачиваются.
III	2-3	Ощущается лишь небольшой частью населения. Слабая вибрация, как от прошедшей поблизости грузовой автомашины.
IV	3	Ощущается многими из тех, кто находится в помещениях, и лишь немногими на открытом воздухе.
V	4	Ощущается почти всеми. Общее сотрясение зданий, колебание мебели, деревьев, раскачивание столбов и других высоких предметов. Трещины в оконных стёклах, штукатурке.
VI	5	Ощущается всеми. Смещается тяжёлая мебель, в некоторых местах осыпается штукатурка, падают картины со стен, книги с полок. Повреждения построек неопасного характера.
VII	5-6	Мебель опрокидывается. В водоёмах сильное волнение. Антисейсмичные и деревянные постройки остаются невредимыми. В каменных, хорошо выстроенных зданиях повреждения от лёгких до умеренных, в плохо выстроенных – значительные.
VIII	6	В зданиях, возведённых по специальным проектам, – лёгкие повреждения, в типовых зданиях – значительные повреждения. Лёгкие трещины на крутых склонах. Часть деревьев ломается. Опрокидываются печные и фабричные трубы, колонны.
IX	7	Большие повреждения и разрушения каменных зданий. Старые деревянные постройки кривятся. Значительные трещины на земной поверхности. Разрывы трубопроводов.
X	7	Каменные дома разрушаются с фундаментом. Деревянные – сильно повреждаются. Крупные трещины в почве, значительные оползни и обвалы. Слабое искривление железнодорожных и трамвайных рельсов. Вода выплскивается из водоёмов.
XI	8	Разрушаются все каменные здания и большинство деревянных. Рушатся мосты. Полные разрушения насыпей и плотин. Сильное искривление железнодорожных и трамвайных рельсов. Полное разрушение трубопроводов. Широкие трещины в земле.
XII	8,5-8,9	Тотальные разрушения. Поверхность земли покрывается значительными трещинами. Изменяется линия горизонта, отклоняется течение рек, образуются водопады, провалы в озёрах.

Рисунок 2 – Соотношение шкалы Меркалли (балл) к шкале Рихтера (магнитуда) и оценка воздействия землетрясений.

					География распространения зон с высокой сейсмичностью	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		17

В России и некоторых соседних с ней странах принято оценивать интенсивность колебаний по 12-балльной шкале Медведева - Шпонхойера – Карника (MSK), в Японии – по 9-балльной шкале Японского метеорологического агентства [13].

Интенсивность в баллах определяется при изучении района, в котором произошло землетрясение, либо, если отсутствуют разрушения, при опросе жителей об их ощущениях. Также интенсивность можно определить по расчетам эмпирически полученных формул, принятых для данного района. Первые сведения, которые получают о произошедшем землетрясении, является его магнитуда. Магнитуда может определяться по сейсмограммам даже на больших расстояниях от эпицентра.

					География распространения зон с высокой сейсмичностью	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		18

## 2. ГЕОЛОГИЧЕСКОЕ И ТЕКТОНИЧЕСКОЕ СТРОЕНИЕ

### О.САХАЛИН

#### 2.1 Геология острова

Остров Сахалин расположен вдоль нечетко выраженной граничной зоны между Евразийской тектонической платформой и Охотской микроплитой (Североамериканской плитой). Восточной границей этого района принято считать Курильский желоб, который протягивается в северо-восточном направлении, начинаясь восточнее Хоккайдо, в то время как конфигурация границы плит к северу от Охотского моря точно неизвестна. Это в основном связано с тем, что относительные перемещения плит и связанные с ними тектонические деформации в регионе сравнительно невелики, а также с тем, что эти перемещения согласуются с обеими плито-тектоническими моделями. Тем не менее, независимо от того, какая из моделей верна, обе они описывают западную границу Евразийской плиты как субмеридиональную транспрессионную зону, которая проходит через Сахалин на юг западнее Хоккайдо [15].

В общем, остров Сахалин может быть разделен на три основные структурно-геологические периферии. Это горные сооружения Западно- и Восточно-Сахалинских гор, которые разделены системой межгорных впадин.

Рельеф северной части острова (примерно от города Ноглики до Охинского перешейка) гораздо более сглаженный, чем в центре и на юге.

Четвертичное осадконакопление в долинах и прибрежных областях сочеталось с продолжающимися движениями по разломам, которые проявлялись в надвигании Западно-Сахалинского хребта на Центрально-Сахалинскую депрессию [15]. Признаки этой продолжающейся тектонической активности отражены в рельефе и в разрезах четвертичных отложений в виде горизонтальных смещений речных долин и молодых разломных уступов.

					<i>Геологическое и тектоническое строение о.Сахалин</i>			
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>				
<i>Разраб.</i>		Тишкина Е.В.			Основная часть	<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Руковод.</i>		Антропова Н.А.					19	116
<i>Консульт.</i>						<b>ТПУ гр. 2БМ5А</b>		
<i>И.о.зав.каф.</i>		Бурков П. В.						

## 2.2 Разломная тектоника

Вдоль всего острова протягиваются в меридиональном направлении три основных крупных разлома: Западно-Сахалинский, Центрально-Сахалинский (Тымь-Поронайский) и Хоккайдо-Сахалинский (Северо-Сахалинский) (рисунок 3). Помимо них, ещё выделены крупные разломы по буровым и геофизическим данным в районах Охотского (Восточно-Сахалинский разлом) и Японского (Монеронский разлом) морей, однако, для прямого геолого-геоморфологического изучения эти нарушения недоступны. Поэтому были рассмотрены только зоны Центрально-Сахалинского и Хоккайдо-Сахалинского разломов.

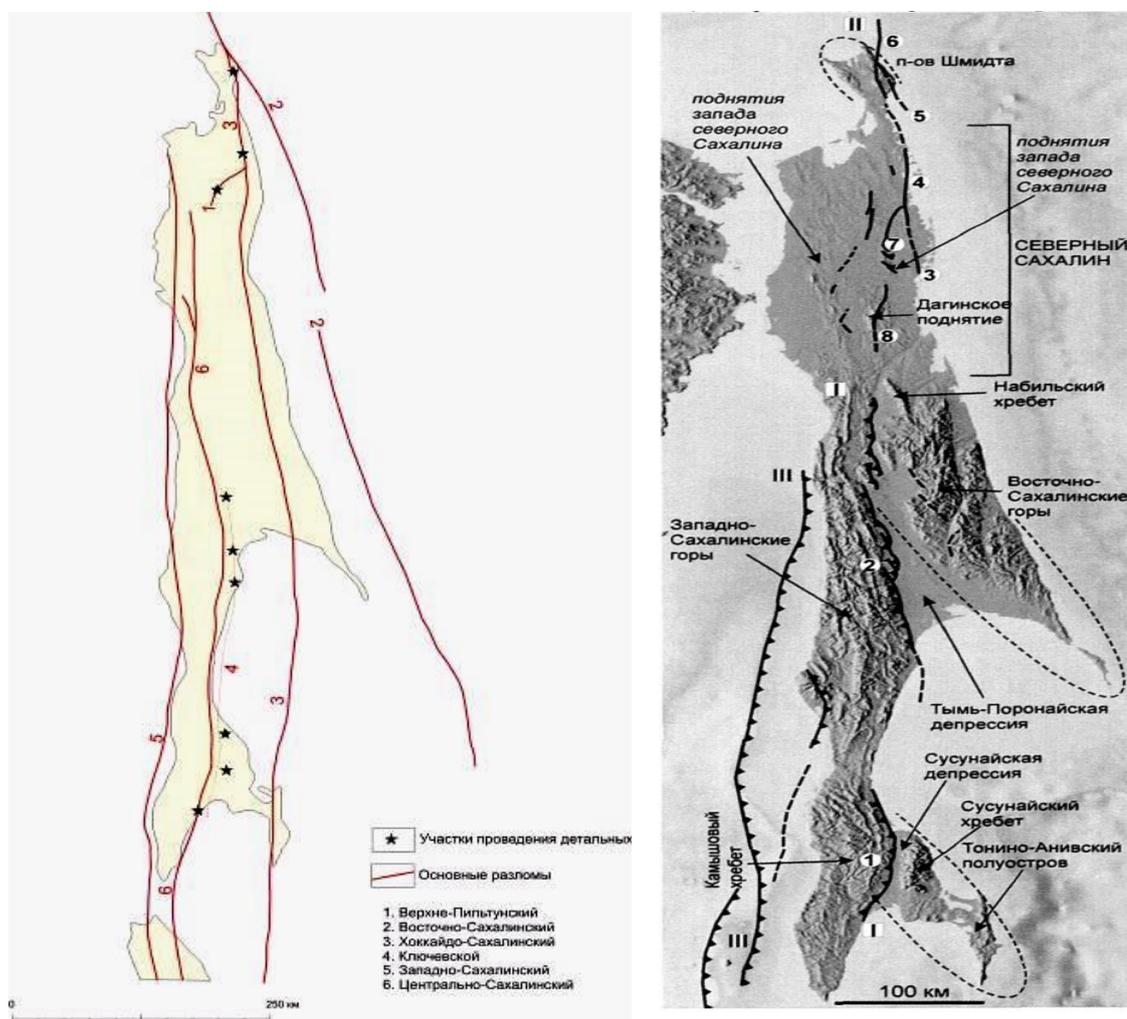


Рисунок 3 – Основные крупные разломы Сахалина и районы их исследований

					Геологическое и тектоническое строение о.Сахалин	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		20

### 3. ХАРАКТЕРИСТИКА [REDACTED]

#### 3.1 Общие сведения

Компания [REDACTED] ( [REDACTED] ) образована в [REDACTED] году с целью разработки [REDACTED] и [REDACTED] месторождений в [REDACTED] на [REDACTED] острова Сахалин. Работа [REDACTED] ведется в соответствии с [REDACTED] ( [REDACTED] ) по [REDACTED], подписанным между компанией и [REDACTED], представленной Правительством России и Администрацией [REDACTED] (в настоящее время – [REDACTED]) [7].

Акционерами компании через свои дочерние структуры являются [REDACTED] ( [REDACTED] ), [REDACTED] ( [REDACTED] ), [REDACTED] ( [REDACTED] ) и [REDACTED] ( [REDACTED] ).

В рамках освоения месторождений компания построила масштабную инфраструктуру для добычи, транспортировки, переработки и последующей реализации [REDACTED].

Эта инфраструктура включает [REDACTED], [REDACTED] и [REDACTED], [REDACTED], две [REDACTED] с [REDACTED] ( [REDACTED] ), [REDACTED]. Это один из самых [REDACTED] проектов, осуществленных за последние десятилетия мировой нефтегазовой индустрией [7].

Изм.	Лист	№ докум	Подпись	Дата	Характеристика проекта [REDACTED]			
Разраб.		Тишкина Е.В.			Основная часть	Лит.	Лист	Листов
Руковод.		Антропова Н.А.					21	116
Консульт.						ТПУ гр. 2БМ5А		
И.о.зав.каф.		Бурков П. В.						

██████████ – первый и пока единственный в стране  
██████████ ██████████ ██████████. Благодаря компании Россия стала  
одним из ключевых игроков на перспективном рынке ██████████.  
██████████ ██████████ на Сахалине обеспечивает свыше ██████████  
██████████ мировых поставок ██████████ (рисунок 4).

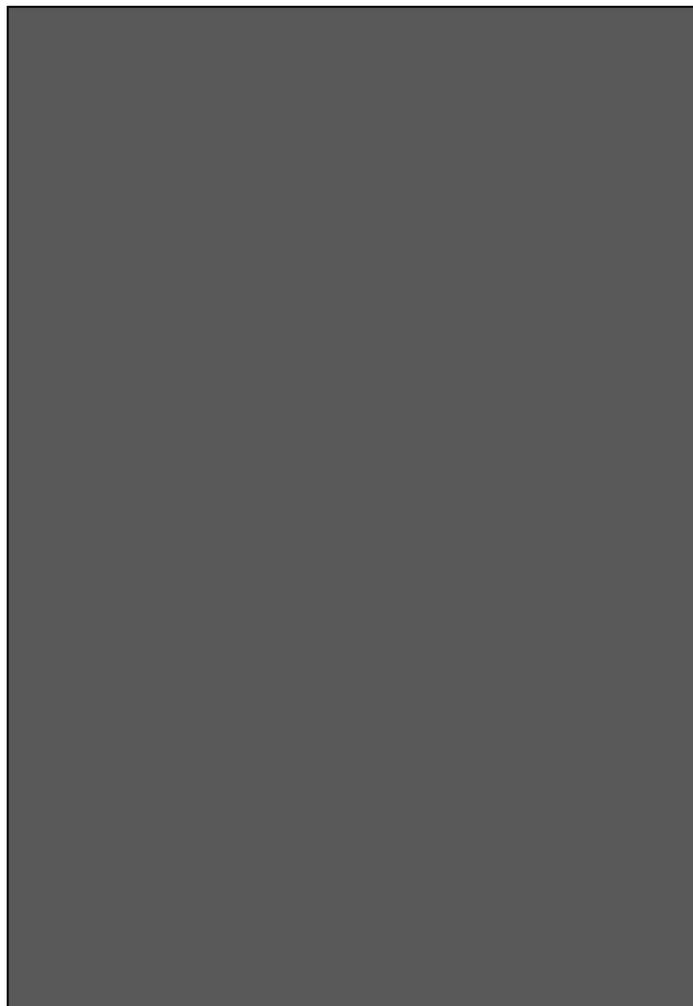


Рисунок 4 – Инфраструктура ██████████ ██████████

### 3.2 ██████████ ██████████ система

В состав ██████████ ██████████ системы входят  
██████████ общей протяженностью примерно ██████████, а также  
██████████, газопроводы и трубопроводы ██████████,  
██████████, ██████████, ██████████ ██████████, а также два  
██████████ и ██████████ (Северный и Южный).

В отличие от других объектов, трубопровод обязан работать круглосуточно, без остановок, поэтому основная задача [REDACTED] и [REDACTED], осуществляющих техническое обслуживание [REDACTED], – не допустить нарушения целостности компонентов [REDACTED], удерживающей углеводороды под давлением [7].

Система [REDACTED] [REDACTED] на [REDACTED] от зоны [REDACTED] [REDACTED] в районе [REDACTED] до [REDACTED] [REDACTED] [REDACTED], за тем продолжается до [REDACTED] [REDACTED] [REDACTED] и [REDACTED] [REDACTED] [REDACTED] острова.

[REDACTED] магистральных трубопроводов проходят зоны активных тектонических разломов, в настоящий момент – [REDACTED] [REDACTED], что требует [REDACTED] [REDACTED] [REDACTED] системы [REDACTED] трубопроводов, поэтому основной задачей компании являлось то, чтобы [REDACTED] [REDACTED] [REDACTED] в [REDACTED] [REDACTED] [REDACTED] [1].

#### 4. АНАЛИЗ ТЕХНИЧЕСКИХ РЕШЕНИЙ ПРИ ПРОКЛАДКЕ МАГИСТРАЛЬНЫХ НЕФТЕПРОВОДОВ ЧЕРЕЗ ЗОНЫ АТР

При проектировании и строительстве, как переходов магистральных нефтепроводов, так и самих нефтепроводов в зонах с повышенной сейсмической активностью и, непосредственно, через сами разломы земной поверхности, компании-подрядчики должны опираться на единые строительные нормы и правила, разработанные российским законодательством. Но не всегда эти нормативные документы соответствуют различным геокриологическим, природно-климатическим, антропогенным факторам и т.д., при которых происходит строительство и эксплуатация переходов магистральных нефтепроводов через действующие тектонические разломы, и требуют расширения нормативной базы.

В таблице 1 рассмотрены различные технологии прокладки нефтепроводов, пересекающих тектонические разломы.

Опираясь на основной нормативный документ, такой как СП 36.13330.2012 «Магистральные трубопроводы» (актуализированная редакция СНиП 2.05.06-85\*), и, проанализировав технологию прокладки нефтепроводов у разных компаний, можно сделать следующие заключения:

1) Нефтепровод ВСТО, оператором которого является «Транснефть», использует несколько способов прокладки: надземный и подземный.

Особенности конструкции перехода при разных видах прокладки соответствуют нормативному документу, однако, компания внесла дополнительные меры по повышению безопасности подземного перехода, такие как: песчаная подушка 0,2 м, сооружаемая непосредственно под трубопроводом и установка интеллектуальных вставок на самой трубе, для контроля нормативно-деформированного состояния.

					<i>Анализ технических решений при прокладке магистральных нефтепроводов через зоны АТР</i>			
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>				
<i>Разраб.</i>		Тишкина Е.В.			<i>Основная часть</i>	<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Руковод.</i>		Антропова Н.А.					24	116
<i>Консульт.</i>						<i>ТПУ гр. 2БМ5А</i>		
<i>И.о.зав.каф.</i>		Бурков П. В.						

2) Нефтепровод проекта [REDACTED], оператором которого выступает компания [REDACTED], также удовлетворяет условиям основного нормативного документа, но, как и ВСТО, компания внесла свои коррективы в проект. При подземной прокладке использовались [REDACTED] [REDACTED], а также был проведен [REDACTED] на месте перехода; при надземной прокладке использовалась специальная гравийная подушка под опоры с компенсаторами, сам трубопровод был построен [REDACTED].

3) Нефтепровод проекта [REDACTED], оператором является [REDACTED].

По всей трассе трубопровода [REDACTED] [REDACTED] [REDACTED], так как [REDACTED] [REDACTED] грунты, и, чтобы [REDACTED] [REDACTED] воздействия на нефтепровод. Помимо правил строительства, которые описаны в НД, компания разработала дополнительные технологии обустройства [REDACTED] магистрального нефтепровода через ДТР:

- [REDACTED], [REDACTED] и [REDACTED] [REDACTED];
- [REDACTED] [REDACTED];
- [REDACTED] [REDACTED] [REDACTED];
- [REDACTED] [REDACTED] [REDACTED] с [REDACTED] [REDACTED];
- [REDACTED], [REDACTED] и [REDACTED] траншеи и т.д.,
- установка [REDACTED] [REDACTED] [REDACTED], позволяющие [REDACTED] [REDACTED] [REDACTED] в траншее [REDACTED] [REDACTED] [REDACTED], и, следовательно, [REDACTED] [REDACTED] структурную [REDACTED] [REDACTED].

4) Трансаляскинский нефтепровод (Трансаляскинская трубопроводная система) – это нефтепровод в США, принадлежащий компании «Alyeska Pipeline Service Company». Трасса нефтепровода пересекает зоны повышенной сейсмичности, а также районы с вечной мерзлотой. Поэтому трубопровод был проложен надземным способом, на специальных опорах с компенсаторами,



	- [REDACTED] и траншеи.		
Трансаль- ская трубопр- оводная система	нет	- подвижные опоры с компенсаторами; - гравийная подушка; - зигзагообразная трасса.	- сейсмический мониторинг; - дистанционное наблюдение и контроль состояния задвижек.

Таким образом, сочетание многообразных факторов требует разработки различных технологий прокладки магистральных трубопроводов через действующие тектонические разломы. Из-за недостатка в СНиП дополнительных мер по обеспечению безопасности магистральных трубопроводов в сейсмоактивных зонах, компании вынуждены создавать вспомогательные мероприятия по повышению эксплуатационных характеристик переходов. Следовательно, возникает необходимость усовершенствования СНиП и нормативных документов, дабы избежать высоких рисков разгерметизации трубопровода во время активизации тектонического разлома.

										Лист
										27
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	Анализ технических решений при прокладке магистральных нефтепроводов через зоны АТР					

## 5. АНАЛИЗ ТЕХНИЧЕСКОГО СОСТОЯНИЯ ПЕРЕХОДОВ МНП ЧЕРЕЗ ДЕЙСТВУЮЩИЕ ТЕКТОНИЧЕСКИЕ РАЗЛОМЫ, НА ПРИМЕРЕ ██████████ ██████████

### 5.1 Факторы сейсмоопасности

Важнейшими факторами сейсмоопасности, которые влияют на механическую целостность трубопроводов, являются: движение взбросов/сбросов, неустойчивость склонов (оползни), разжижение грунта, распространение сейсмических волн и сотрясение грунта [3].

При горизонтальных – вдоль разломов перемещениях пластов грунта образуются сбросы по простиранию. При этом происходит поперечный изгиб трубопровода. Подвижки поперек разлома вызывают вертикальные взбросы/сбросы. Трубопровод испытывает продольное растяжение/сжатие.

Таким образом, трубопроводы, которые пересекают зоны разломов, должны выдерживать деформации изгиба и продольные деформации, связанные со смещением поверхности грунта (рисунок 5).

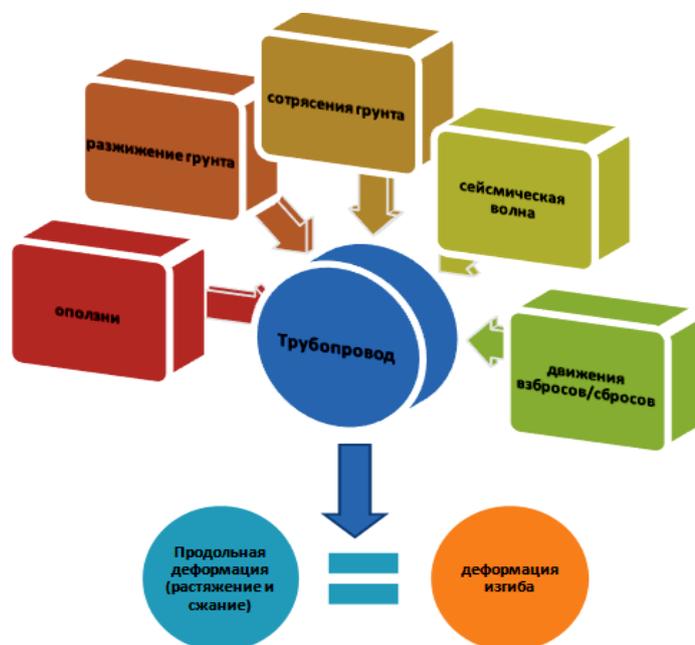


Рисунок 5 – Факторы сейсмоопасности

				Анализ технического состояния переходов мнп через действующие тектонические разломы, на примере ██████████		
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		
Разраб.		Тишкина Е.В.			Лит.	Лист
Руковод.		Антропова Н.А.				28
Консульт.					Листов	
И.о.зав.каф.		Бурков П. В.			116	
Основная часть					<b>ТПУ гр. 2БМ5А</b>	





тем, что [REDACTED] или [REDACTED] обычно наступает при [REDACTED], чем [REDACTED] [REDACTED], которое и приводит [REDACTED] [5].

### Активные разломы

Споры об активности разлома основаны на временной продолжительности активизации. Разломы обычно рассматриваются, как активные, если подвижки по ним происходили хотя бы 1 раз за последние 10 – 11 тысяч лет, но разлом может также считаться потенциально активным при оценке опасности для некоторых случаев, даже если подвижка произошла в течении последних 500 тысяч лет [2].

Таким образом, можно сказать, что активный разлом – это сейсмогенный разлом, который испытывает обновление за период времени, когда это может представлять опасность для общества.

Также тектонические разломы подразделяются на:

- [REDACTED] по [REDACTED], т.е. тектонические разломы [REDACTED]. [REDACTED] и, следовательно, [REDACTED] состоит из двух компонентов: [REDACTED] [REDACTED], называемого [REDACTED], так как [REDACTED], т.е. [REDACTED] [REDACTED] [5].

- [REDACTED]. [REDACTED]. Для целей проектирования трубопровода [REDACTED] [REDACTED] [REDACTED]: [REDACTED] [REDACTED], что [REDACTED]. [REDACTED] [REDACTED]

### 5.3 Концепция переходов через разломы

По возможности, трубопровод должен [REDACTED] в [REDACTED] разлома так, [REDACTED], поскольку [REDACTED] ([REDACTED] [REDACTED]) обычно наступают [REDACTED], чем уровни [REDACTED], [REDACTED] [3].

[REDACTED], как правило, [REDACTED], что [REDACTED], которые [REDACTED]. [REDACTED] [REDACTED] [REDACTED]. [REDACTED].

Классификация различных зон, характеризующих переходы через тектонические разломы, приведена на рисунке 6 (а, б)[5].

а)



б)

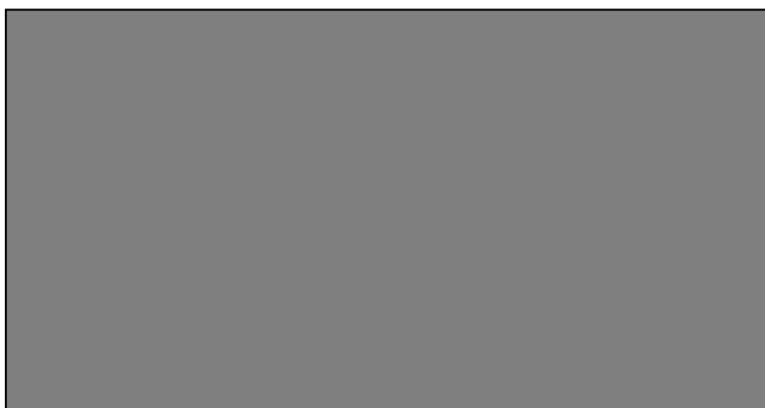


Рисунок 6 – Классификация различных зон, характеризующих переходы через тектонический разлом с [REDACTED] [REDACTED], на [REDACTED] (рис.а) и с [REDACTED] (рис.б).

1) [REDACTED],  
включающий [REDACTED] разлома. На  
данном [REDACTED] [REDACTED] [REDACTED] [REDACTED]  
[REDACTED];

2) [REDACTED]  
[REDACTED]  
[REDACTED] ([REDACTED]), [REDACTED]  
[REDACTED];

3) [REDACTED] и  
[REDACTED], [REDACTED] трубопровода  
[REDACTED] через [REDACTED].

4) [REDACTED],  
[REDACTED] [REDACTED].  
[REDACTED].

Руководящие принципы организации переходов [5]:

[REDACTED]  
[REDACTED]  
[REDACTED]  
[REDACTED];  
[REDACTED]  
[REDACTED] как [REDACTED]  
[REDACTED]  
[REDACTED];  
[REDACTED]  
[REDACTED];  
[REDACTED].

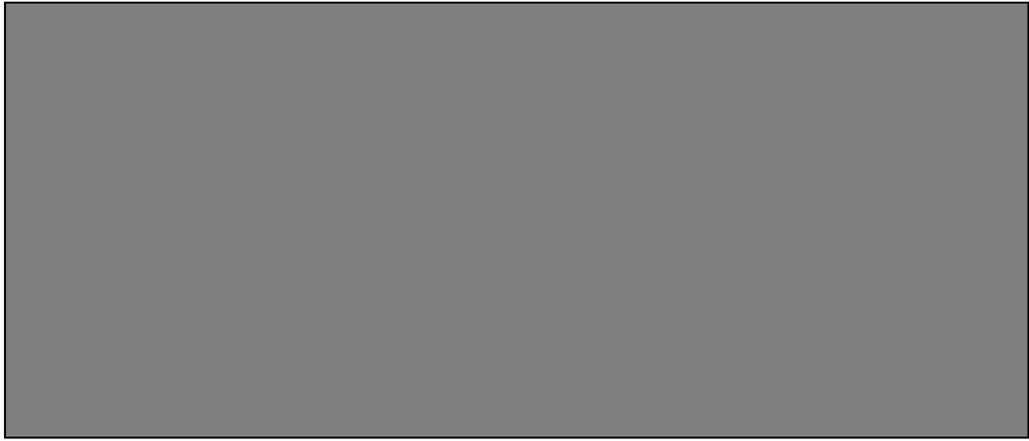


Рисунок 7 – Сводная таблица по характеристикам [REDACTED] и [REDACTED] на переходах через АТР

Для различных участков, [REDACTED]

[REDACTED]:

– [REDACTED] тектонический разлом

на [REDACTED]

[REDACTED], [REDACTED] действующими [REDACTED]

[REDACTED].

– [REDACTED] на [REDACTED]

[REDACTED] [REDACTED] соответственно,

[REDACTED], [REDACTED]

[REDACTED].

### Расчет толщины стенки нефтепровода

Расчетное значение толщины стенки находили в бакалаврской работе, и по результатам расчетов были сделаны выводы о том, что [REDACTED]

[REDACTED]

[REDACTED]. [REDACTED]

[REDACTED]

[REDACTED] конечная

[REDACTED] и [REDACTED]

[REDACTED].

## 5.4 Концепция [REDACTED] для переходов через АТР

[REDACTED] на принципе, что в случае [REDACTED] (рисунок 8). Это означает, что [REDACTED], и, следовательно, [REDACTED] [6].

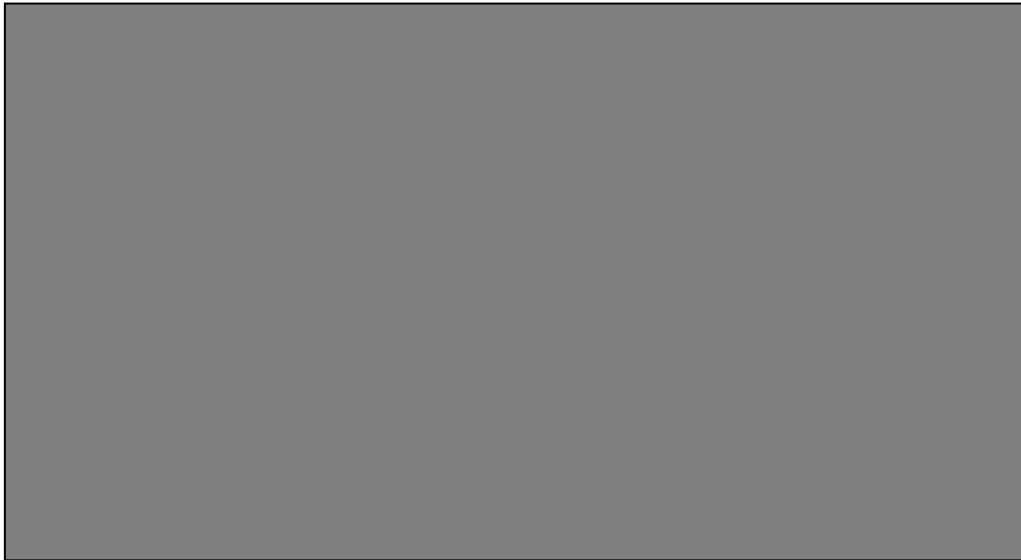


Рисунок 8 – Схема [REDACTED]

Для того, чтобы достичь этого, [REDACTED] [REDACTED]. Чтобы утверждать, что [REDACTED], [REDACTED] [REDACTED].

Для предотвращения [REDACTED] [REDACTED]:

- [REDACTED].
- [REDACTED].

[REDACTED]; [REDACTED] [REDACTED].

Цель [REDACTED] – [REDACTED].

[REDACTED]  
[REDACTED]  
[REDACTED] [REDACTED] разлом  
[REDACTED]  
[REDACTED] [6].

В отношении материала [REDACTED]

[REDACTED]:  
• [REDACTED],  
• [REDACTED].  
[REDACTED]  
[REDACTED]  
[REDACTED] ИСПОЛЬЗОВАН ТОЛЬКО ТАМ,  
[REDACTED] трубопровода,  
[REDACTED]. В принципе, [REDACTED].  
[REDACTED].

**Функциональные характеристики [REDACTED]**

Для предотвращения [REDACTED] в [REDACTED] с

[REDACTED]:  
• [REDACTED] (рисунок 9).  
• [REDACTED] (рисунок 10, 11).  
• [REDACTED] (рисунок 12).



Рисунок 9 – [REDACTED] траншеи

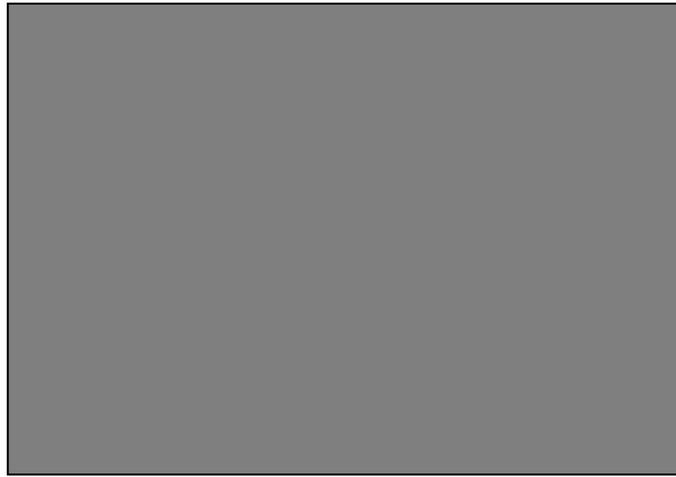


Рисунок 10 – [REDACTED] траншеи



Рисунок 11 – Схема [REDACTED]

1 – [REDACTED]; 2 – [REDACTED]; 3 – [REDACTED];  
4 – [REDACTED]; 5 – [REDACTED]; 6 – [REDACTED];  
7 – нефтепровод.



Рисунок 12 – [REDACTED]

Главная задача строительства [REDACTED] для  
[REDACTED], собранной вдоль специальных

					Анализ технического состояния переходов МНП через действующие тектонические разломы, на примере [REDACTED]	Лист
						37
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

[REDACTED]

[REDACTED] [6].

Наличие [REDACTED]  
трубопроводов [REDACTED] [REDACTED]

[REDACTED].

Предусмотрена [REDACTED], [REDACTED]  
[REDACTED]: вся [REDACTED]

[REDACTED], а ее [REDACTED]

[REDACTED].

Что касается [REDACTED], то [REDACTED],  
[REDACTED], не подвержены [REDACTED], тогда как в

случае [REDACTED]

[REDACTED] [6].

## 6. АНАЛИЗ МЕТОДОВ ОЦЕНКИ ТЕХНИЧЕСКОГО СОСТОЯНИЯ ПЕРЕХОДОВ МНП ЧЕРЕЗ ДЕЙСТВУЮЩИЕ ТЕКТОНИЧЕСКИЕ РАЗЛОМЫ

Оценка технического состояния трубопроводных систем является первостепенной задачей не только для специалистов проектировщиков, но и для специалистов, занимающихся эксплуатацией, так как главной ее целью является обеспечение безопасности и надежности трубопроводов. Решение данной задачи достигается благодаря прогнозированию на стадии проектирования при введении норм надежности и оценке состояния при входном и регулярном контроле в процессе эксплуатации [18].

Прогнозирование и оценка позволяют также перейти к новому, более рациональному и прогрессивному принципу эксплуатации объектов по их техническому состоянию путем периодической оценки технического ресурса в процессе эксплуатации. С помощью оценки состояния трубопроводных систем можно обосновать работоспособность и сроки их службы на требуемый (заданный) интервал времени, т.е. методы оценки ТС (методы контроля) представляют собой совокупность правил применения определенных принципов для осуществления контроля. Контроль технического состояния трубопровода осуществляется специальными целевыми проверками, обследованиями, осмотрами, измерениями с применением средств технической диагностики, а также при проведении плановых и ремонтных работ.

С технологической точки зрения техническая диагностика трубопроводов включает в себя:

- 1) обнаружение дефектов на трубопроводе;
- 2) проверку изменения проектного положения трубопровода, его деформации и напряженного состояния;

					Анализ методов оценки технического состояния переходов МНП через действующие тектонические разломы			
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>				
<i>Разраб.</i>		Тишкина Е.В.			Основная часть	<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Руковод.</i>		Антропова Н.А.					39	116
<i>Консульт.</i>						<b>ТПУ гр. 2БМ5А</b>		
<i>И.о.зав.каф.</i>		Бурков П. В.						

3) оценку коррозионного состояния и защищенности трубопроводов от коррозии;

4) контроль технологических параметров транспорта нефти и т.д.

При разработке системы ТД линейной части нефтепроводов решаются следующие задачи:

- выбор методов контроля технического состояния трубопровода;
- выбор технических средств для контроля параметров состояния трубопроводов и методик контроля;
- установление возможности применения стандартных средств методик и контроля и т.д.

Эффективная система комплексной диагностики нефтепроводов должна базироваться на использовании:

- статических методов оценки эксплуатационных свойств элементов антикоррозионной защиты и интенсивности отказов нефтепроводов, реализуемых в системе нормативных и проектных требований;
- внутритрубной диагностики состояния металла с помощью внутритрубных инспекционных приборов;
- дополнительного дефектоскопического контроля, выявленных ВИП;
- металлографических и неразрушающих методов оценки качества и состояния металла трубы;
- электрометрических методов оценки состояния пассивной и активной защиты нефтепроводов;
- инструментальной диагностики электрохимической и биологической активности среды на потенциально опасных участках трассы нефтепроводов;
- контрольной шурфовки потенциально опасных участков нефтепроводов;
- инструментальной диагностики напряженного состояния потенциально опасных участков нефтепроводов;

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата

– периодических гидравлических переиспытаний потенциально опасных участков нефтепроводов [32].

По типу проверяемых параметров и признакам качества методы оценки ТС подразделяются:

- [REDACTED].
- На этапе эксплуатации трубопровода:
  - оценка геометрических параметров (контроль линейных, угловых размеров, шероховатости, формы и т.п.);
  - специальный контроль (оценка), подразумевающий контроль герметичности, отсутствия внутренних дефектов, с помощью неразрушающих методов контроля, запуска скребков и т.д.;
  - оценка функциональных параметров, т.е. работоспособности приборов, систем, устройств в различных условиях;
  - визуальный контроль – оценка внешнего вида объекта, с помощью которого можно наблюдать за отдельным участком пересечения и подъездной дороги таким образом, чтобы фиксировать любые поврежденные или подвергшиеся воздействию места участка пересечения разлома и подъездной дороги, которые видны невооруженным взглядом (поверхностные особенности), т.е. патрулирование трассы.

При проведении диагностических работ применяют разрушающие и неразрушающие методы контроля. К разрушающим методам контроля относятся:

- механические испытания образцов, предназначенные для оценки прочностных свойств материалов;
- гидроиспытания отдельных труб или участков трубопровода, предназначенные для оценки прочностных свойств материалов [32].

Разрушающие методы контроля применяются во время приемосдаточных операций и расследования аварий.

Неразрушающие виды контроля, позволяющие проверить качество продукции без нарушения её пригодности к использованию, применяется в следующих целях:

- выявление дефектов типа нарушения сплошности материала изделий;
- контроль геометрических параметров;
- оценка физико-химических свойств материала изделий.

Неразрушающий контроль основан на получении информации в виде электрических, световых, звуковых и других сигналов о качестве проверяемых объектов при взаимодействии их с физическими полями (электрическим, магнитным, акустическим и т.д.) и (или) веществами.

В зависимости от принципа работы средств контроля все известные в промышленности, методы неразрушающего контроля подразделяются на: акустические, магнитные, вихретоковые (электромагнитные), электрические, оптические, радиационные, радиоволновые, тепловые и капиллярные.

Универсального метода неразрушающего контроля, способного обнаружить самые разнообразные по характеру дефекты, нет. Каждый отдельно взятый метод НК решает ограниченный круг задач. Важной характеристикой любого метода неразрушающего контроля является его чувствительность, то есть выявление наименьшего по размерам дефекта. Она зависит от материала изделий, особенностей метода неразрушающего контроля, условий проведения контроля. Удовлетворительная чувствительность для выявления одних дефектов может быть совершенно непригодной для выявления дефектов другого характера.

Сравнительный анализ используемых методов, которые зависят от физических явлений, представлен в таблице 2.

Таблица 2 – Анализ методов неразрушающего контроля

Дефекты	Область применения	Преимущества	Недостатки
<b>Акустический</b>			
Поверхностные и внутренние дефекты (нарушения сплошности, неоднородности структуры, межкристаллитная коррозия, дефекты склейки, пайки, сварки и т. д.)	Основан на регистрации и анализе параметров упругих волн, которые возбуждаются и/или возникают в объекте контроля	Быстрота; дает немедленные результаты; позволяет измерять геометрические параметры при одностороннем доступе к изделию, а также физико-механические свойства металлов и металлоизделий без их разрушения; может быть применен практически для любого материала	Требуется хороший контакт преобразователя с поверхностью; трудно увидеть дефекты, параллельные звуковому лучу; требуется специальный навык для правильной интерпретации данных на дисплее; оборудование требует регулярной настройки
<b>Магнитный</b>			
Поверхностные и подповерхностные (2-3мм) дефекты с протяженностью от 0,5 мм и шириной раскрытия от 2мкм	Контроль изделий из ферромагнитных материалов	Возможно применение для неразрушающего контроля по немагнитным покрытиям (кадмий, хром и т.д.); покрытия с толщиной до 20 мкм практически не влияют на корректность контроля и выявляемость дефектов	Контроль элементов и конструкций из ферромагнитных сталей не возможен, если на их поверхности отсутствует намагничивание и зона, необходимая для нанесения индикаторных материалов, либо изделий со структурными неоднородностями и/или резкими изменениями площади поперечного сечения с наличием несплошностей, с плоскостью раскрытия не совпадающей с направлением магнитного поля, либо составляющей с ним угол в 30 ° и менее
<b>Вихрековый (электромагнитный)</b>			
Открытые и закрытые поверхностные и подповерхностные дефекты	Контроль изделий из электропроводных материалов	Возможность выявления трещин без удаления защитных покрытий, окислов, смазок; возможность выявления малораскрытых трещин; возможность бесконтактного	Зависимость чувствительности метода от размеров датчика, которые ограничены возможностями технологии его изготовления; отсутствие наглядности резуль-



<b>Радиоволновой</b>			
Обнаружение непроклеев, расслоений (площадью от 10 мм <sup>2</sup> и более), воздушных включений, трещин (от 10 мкм и более), неоднородностей по плотности, напряжений, измерение геометрических размеров и т.п.	Для контроля объектов, изготовленных из материалов, не «заглушающих» радиоволны – диэлектриков (керамика), полупроводников, магнито-диэлектриков и тонкостенных объектов из металла	Контроль качества и геометрических размеров изделий из диэлектрических материалов (стеклопластики и пластмассы, резина, термозащитные и теплоизоляционные материалы, фибра), вибраций, толщины металлического листа и т. п.	Сравнительно низкая разрешающая способность устройств, реализующих этот метод, обусловленная малой глубиной проникновения радиоволн в металлы
<b>Тепловой</b>			
Скрытые дефекты, приводящие к утечкам тепла, и определение их параметров	Применяют для измерения температур, получения информации о тепловом режиме объекта, определения и анализа температурных полей, дефектов типа нарушения сплошности	Универсальность, точность, оперативность, высокая производительность и возможность проводить контроль дистанционно	Зависимость корректности измерений от окружающей среды и погодных условий
<b>Капиллярный</b>			
Невидимые или слабо видимые невооруженным глазом поверхностные и сквозные дефекты (трещины, поры, раковины, непровары, межкристаллическая коррозия, свищи и т.д.) в объектах контроля, определение их расположения, протяженности и ориентации по поверхности	Основан на капиллярном проникновении индикаторных жидкостей в полости поверхностных и сквозных несплошностей материала объекта контроля, и регистрации образующихся индикаторных следов визуальным способом или с помощью преобразователя	Высокая чувствительность, простота контроля и наглядность результатов; применение не только для обнаружения, но и для подтверждения дефектов, выявленных другими методами дефектоскопии – ультразвуковым, магнитным, вихревых токов и др.	Выявление дефектов, имеющих ширину раскрытия более 0,5 мм, не гарантируется

Контроль деформации и напряженного состояния отдельных участков трубопровода в особо сложных условиях (при просадках и пучении на вечной мерзлоте, на переходах через водные препятствия, в районах оползневых и карстовых проявлений, тектонических разломов и т.д.) возможен с использованием акустико-эмиссионного метода и тензометрирования [32].

Возможности, связанные с дистанционным использованием метода акустической эмиссии, дают большие преимущества по сравнению с другими методами контроля, которые требуют, например, удаления изоляционных оболочек, освобождения объектов контроля от внутреннего содержимого или сканирования больших поверхностей. Благодаря отличию по своим возможностям от традиционных методов контроля, на практике оказывается очень полезным совмещать АЭ с другими методами. Использование метода АЭ значительно сокращает время проведения диагностических работ и экономит средства, затрачиваемые на их проведение и вывод из эксплуатации оборудования.

Акустическая эмиссия отличается от большинства методов неразрушающего контроля (МНК) в трех ключевых аспектах.

1. Источником сигнала служит сам материал, а не внешний источник, т.е. метод является пассивным (а не активным, как большинство других методов контроля). Это, в свою очередь, приводит к тому, что:

2. В отличие от других методов АЭ обнаруживает развивающиеся, т.е. наиболее опасные дефекты

3. Данный метод является дистанционным, он не требует сканирования поверхности объекта для поиска локальных дефектов, а лишь правильного размещения датчиков на поверхности объекта для осуществления локализации источника АЭ.

Тензометрический метод измерения (тензорезистивный метод) на данный момент является наиболее удобным и чаще других используемым методом. Метод основан на эффекте тензометрии (совокупность методов определения механического напряжения детали, конструкции; основана на определении деформаций или других параметров материала, вызванных механическим напряжением). При деформации электропроводящих материалов (металлов, полупроводников) происходит изменение их удельного электрического сопротивления и, как следствие, – изменение сопротивления чувствительного элемента (тензорезистора) датчика (тензодатчика).

					Анализ методов оценки технического состояния переходов МНП через действующие тектонические разломы	Лист
						46
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

В нашем случае необходимо посмотреть на [REDACTED]  
[REDACTED], как [REDACTED], если  
[REDACTED]. Поэтому, в данной работе  
[REDACTED]  
магистрального нефтепровода [REDACTED]  
именно на основе [REDACTED] и [REDACTED]  
[REDACTED], поскольку тектонический  
разлом [REDACTED].

					Анализ методов оценки технического состояния переходов МНП через действующие тектонические разломы	Лист
						47
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

## 7. РАСЧЕТ ТРУБОПРОВОДА НА ПРОЧНОСТЬ И УСТОЙЧИВОСТЬ

### 7.1 Расчетные характеристики материалов

Нормативные сопротивления растяжению (сжатию) металла труб и сварных соединений  $R_1^H$  и  $R_2^H$  следует принимать равными соответственно минимальным значениям временного сопротивления и предела текучести, принимаемым по государственным стандартам и техническим условиям на трубы [17].

■; ■;

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

$$R_1 = \frac{R_1^H m}{k_1 k_n}, \quad (1)$$

$$R_2 = \frac{R_2^H m}{k_2 k_n}, \quad (2)$$

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

$R_2^H = \sigma_{нр}$  – нормативное сопротивление сжатию металла трубы, МПа;

$m = 0,9$  – коэффициент условий работы трубопровода при расчете его на прочность, устойчивость и деформативность, принимаемый по таблице 1 в СП 36.13330.2012 «Магистральные трубопроводы» (актуализированная редакция СНиП 2.05.06-85\*) [8].

$k_1 = \blacksquare$ ,  $k_2 = \blacksquare$  – коэффициенты надежности по материалу.

$k_n = \blacksquare$  – коэффициент надежности по назначению трубопровода.

Магистральные трубопроводы и их участки подразделяются на категории в соответствии с СП 36.13330.2012 «Магистральные трубопроводы» (актуализированная редакция СНиП 2.05.06-85\*) [8].

					Расчет трубопровода на прочность и устойчивость			
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата				
Разраб.		Тишкина Е.В.			Расчетная часть	Лит.	Лист	Листов
Руковод.		Антропова Н.А.					48	116
Консульт.						<b>ТПУ гр. 2БМ5А</b>		
И.о.зав.каф.		Бурков П. В.						

Зоны, прилегающие к разлому, относятся к трубопроводу IV категории.



## 7.2 Нагрузки и воздействия

При расчете трубопровода следует учитывать нагрузки и воздействия, возникающие при его строительстве, испытании и эксплуатации. Коэффициенты надежности по нагрузке надлежит принимать по таблице 13\* СП 36.13330.2012 «Магистральные трубопроводы» (актуализированная редакция СНиП 2.05.06-85\*) [8], но также допускается принимать их по внутреннему давлению, исходя из условий эксплуатации трубопровода.

Вес транспортируемой нефти (нефтепродукта) в 1 м трубопровода  $q_{\text{прод}}$ , Н/м, следует определять по формуле:

$$q_{\text{прод}} = 10^{-4} \cdot \rho_n \cdot g \cdot \frac{\pi \cdot D_{\text{вн}}^2}{4} \text{ Н/м} \quad (3)$$

где  $\rho_n = \blacksquare$  кг/м<sup>3</sup> – плотность транспортируемой нефти или нефтепродукта;

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

$D_{\text{вн}}$  – внутренний диаметр трубы, см;

$$q_{\text{прод}} = 10^{-4} \cdot \blacksquare \cdot 9,81 \cdot \frac{3,14 \cdot \blacksquare^2}{4} = \blacksquare \text{ Н/м}$$

## 7.3 Проверка прочности и устойчивости подземных и наземных (в насыпи) трубопроводов

Подземные и наземные (в насыпи) трубопроводы следует проверять на прочность, деформативность и общую устойчивость в продольном направлении, которая производится из условия:

$$|\sigma_{npN}| \leq \psi_2 R_1, \quad (4)$$

где  $\sigma_{npN}$  – продольное осевое напряжение от расчетных нагрузок и воздействий, МПа:

									Лист
									49
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	Расчет трубопровода на прочность и устойчивость				

$\psi_2$  – коэффициент, учитывающий двухосное напряженное состояние металла труб, при растягивающих осевых продольных напряжениях ( $\sigma_{пр.N} \geq 0$ ) принимаемый равным 1, при сжимающих ( $\sigma_{пр.N} < 0$ ) определяемый по формуле:

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

$R_1$  – расчетное сопротивление растяжению;

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

$$\sigma_{кц} = \frac{npD_{вн}}{2\delta_n} \quad (6)$$

где  $n = \blacksquare$  – коэффициент надежности по нагрузке – воздействию деформаций грунта, сопровождающихся изменением его структуры;

$p = \blacksquare$  МПа – нормативное рабочее давление;

$D_{вн} = \blacksquare$  см – внутренний диаметр трубы;

$\delta_n = \blacksquare$  см – номинальная толщина стенки трубы.

$$\sigma_{кц} = \frac{1,00 \cdot \blacksquare \cdot \blacksquare}{2 \cdot \blacksquare} = \blacksquare \text{ МПа}$$

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

Продольные осевые напряжения  $\sigma_{пр.N}$  МПа, определяются от расчетных нагрузок и воздействий с учетом упругопластической работы металла. Расчетная схема должна отражать взаимодействие трубопровода с грунтом и его условия работы. В частности, для прямолинейных и упруго-изогнутых участков подземных и наземных (в насыпи) трубопроводов при отсутствии продольных и поперечных перемещений, просадок и пучения грунта продольные осевые напряжения определяются по формуле:

$$\sigma_{пр.N} = -\alpha E \Delta t + \mu \frac{npD_{вн}}{2\delta_n} \quad (7)$$

$\alpha = 1,17 \cdot 10^{-5}$  град<sup>-1</sup> – коэффициент линейного расширения металла трубы;

$E = 2,07 \cdot 10^5$  МПа – переменный параметр упругости (модуль Юнга);

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

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

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

Абсолютное значение максимального положительного или отрицательного температурного перепада определяют по формулам:

$$\text{[redacted]} \text{ град}; \quad (8)$$

$$\text{[redacted]} \text{ град}. \quad (9)$$

К дальнейшему расчету принимаем больший перепад температуры, т.е. [redacted] градусов.

Находим величину продольных осевых сжимающих напряжений:

$$\text{[redacted]} \text{ МПа};$$

Так как [redacted] МПа – отрицательное значение, можно сделать вывод о наличии сжимающих напряжений.

$$|\sigma_{npN}| \leq \psi_2 R_1$$

[redacted]

[redacted]

**Вывод:** в продольном направлении условие прочности трубопровода выполняется.

#### 7.4 Проверка на предотвращение недопустимых пластических деформаций

Для предотвращения недопустимых пластических деформаций подземных трубопроводов проверку следует производить по условиям:

$$|\sigma_{np}^H| \leq \psi_3 \cdot \frac{m_0}{0,9 \cdot k_H} \cdot R_2^H; \quad (10)$$

$$\sigma_{кш}^H \leq \frac{m_0}{0,9 \cdot k_H} \cdot R_2^H; \quad (11)$$



Проверку выполняем по наибольшим по абсолютному значению продольным напряжениям  $\sigma_{\text{пр}2}^H = \blacksquare$  МПа.

$\sigma_{\text{пр}2}^H = \blacksquare$  МПа;

**Вывод:** на предотвращение недопустимых пластических деформаций условия прочности трубопровода выполняются.

### 7.5 Проверка общей устойчивости трубопровода в продольном направлении

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

$$S \leq m_0 \cdot N_{\text{кр}}; \quad (15)$$

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

$N_{\text{кр}}$  – продольное критическое усилие, при котором наступает потеря устойчивости трубопровода в продольном направлении, Н.

Эквивалентное продольное осевое усилие в сечении трубопровода  $S$  следует определять от расчетных нагрузок и воздействий с учетом продольных и поперечных перемещений трубопровода в соответствии с правилами строительной механики. В частности, для прямолинейных участков трубопровода и участков, выполненных упругим изгибом, при отсутствии

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата

компенсации продольных перемещений, просадок и пучения грунта  $S$  определяется по формуле:

$$S = [(0,5 - \mu) \cdot \sigma_{ки} + \alpha \cdot E \cdot \Delta T] \cdot F; \quad (16)$$

где:  $\alpha$  град; (17)

$F$  – площадь поперечного сечения трубы, см<sup>2</sup>:

$$\text{см}^2 = \text{м}^2; \quad (18)$$

Н.

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

$$N_{кр} = 4,09 \cdot \sqrt[1]{P_0^2 \cdot q_{верт}^4 \cdot F^2 \cdot E^5 \cdot J^3}; \quad (19)$$

где  $P_0$  - сопротивление грунта продольным перемещениям отрезка трубопровода единичной длины;

$J$  – крутящий момент, определяется по формуле:

$$\text{м}^4; \quad (20)$$

$q_{верт}$  – сопротивление вертикальным перемещениям отрезка трубопровода на единицу его длины, которое обуславливается весом грунтовой засыпки и собственным весом трубопровода:

$$q_{верт} = n_{зп} \cdot \gamma_{зп} \cdot D_n \cdot \left( h_0 + \frac{D_n}{2} - \frac{\pi \cdot D_n}{8} \right) + q_{тр}. \quad (21)$$

Величина  $P_0$  определяется по формуле:

$$P_0 = \pi \cdot D_n \cdot (C_{зп} + P_{зп} \cdot \text{tg} \varphi_{зп}); \quad (22)$$

где  $C_{зп}$  = кПа – коэффициент сцепления грунта (рисунок 13);

$P_{зп}$  – среднее удельное давление на единицу поверхности контакта трубопровода с грунтом;

$\varphi_{гр}$  = – угол внутреннего трения грунта (рисунок 13)



$$q_m = n_{св} \cdot \gamma_m \cdot \frac{\pi}{4} \cdot (D_n^2 - D_{вн}^2); \quad (25)$$

где  $n_{св} = \blacksquare$  – коэффициент надежности по нагрузкам при расчете на продольную устойчивость и устойчивость положения;

$\gamma_m$  – удельный вес металла, из которого изготовлены трубы, для стали  $\gamma_m = 78500 \text{ Н/м}^3$ .

$\blacksquare$  Н/м.

Нагрузка от веса нефти, находящейся в трубе единичной длины по формуле (3):

$$q_{прод} = 10^{-4} \cdot \blacksquare \cdot 9,81 \cdot \frac{3,14 \cdot \blacksquare^2}{4} = \blacksquare \text{ Н/м}$$

$\blacksquare$  Н/м.

$\blacksquare$  Па;

$\blacksquare$  Па;

$\blacksquare$  Н/м;

$\blacksquare$  Н;

$\blacksquare$  МН;

$\blacksquare$

В случае пластической связи трубопровода с грунтом общая устойчивость трубопровода в продольном направлении обеспечена.

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

$$N_{кр}^2 = 2 \cdot \sqrt{k_0 \cdot D_n \cdot E \cdot J}; \quad (26)$$

где  $k_0 = \blacksquare \text{ МН/м}^3$  – коэффициент нормального сопротивления грунта, или коэффициент постели грунта при сжатии (рисунок 15).

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

Грунт	$k_0$ , МН/м <sup>3</sup>	Грунт	$k_0$ , МН/м <sup>3</sup>
Торф влажный	0,5...1,0	Песок слежавшийся	5...30
Плывун	1...5	Глина тугопластичная	5...50
Глина размягченная	1...5	Гравий	10...50
Песок свеженасыпанный	2...5		

Рисунок 15 – Величины коэффициента постели грунта при сжатии

$\beta_0$  МН;  
 $\beta_1$  МН;  $\beta_2$  МН;

**Вывод:** условие устойчивости прямолинейных участков нефтепровода обеспечено.

Проверим общую устойчивость криволинейных участков трубопровода, которые выполнены с упругим изгибом:

$$\beta_N = \beta_0 + \beta_1 \frac{Z_\beta}{L} + \beta_2 \left(\frac{Z_\beta}{L}\right)^2; \quad (27)$$

$$\beta_N = \beta_0 + \beta_1 \frac{Z_\beta}{L} + \beta_2 \left(\frac{Z_\beta}{L}\right)^2; \quad (28)$$

По номограмме определяем коэффициент  $\beta_N = \beta_0 + \beta_1 \frac{Z_\beta}{L} + \beta_2 \left(\frac{Z_\beta}{L}\right)^2$  (рисунок 16). [18]

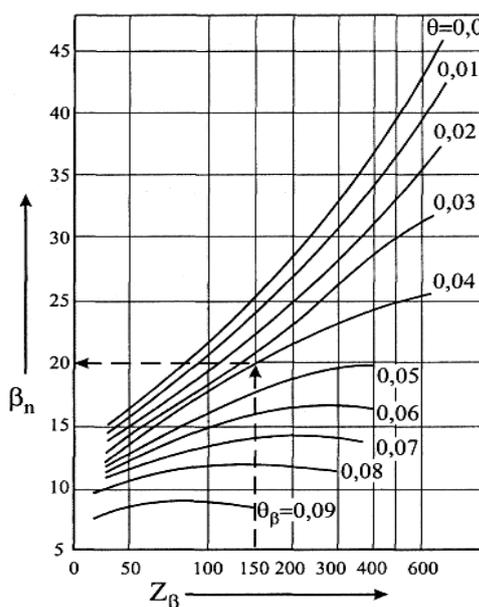


Рисунок 16 – Монограмма для определения коэффициента  $\beta_N$

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

$$\text{[Redacted]} \text{ МН}; \quad (29)$$

$$\text{[Redacted]};$$

$$\text{[Redacted]} \text{ МН}; \quad (30)$$

$$\text{[Redacted]}$$

**Вывод:** таким образом, в случае упругой связи трубопровода с грунтом, общая устойчивость трубопровода в продольном направлении будет обеспечена.

### 7.6 Особенности расчета трубопровода, прокладываемого в сейсмическом районе

Требуется найти величину напряжений в подземном трубопроводе диаметром [Redacted] мм и толщиной стенки [Redacted] мм, вызванных сейсмическим воздействием силой [Redacted].

Трубопровод предназначен для транспорта нефти при рабочем давлении [Redacted].

Трасса трубопровода проложена в грунтах, состоящих [Redacted]. [Redacted] обычно залегают на ровных территориях и могут быть покрыты [Redacted] и биогенными отложениями (торфом).

[Redacted]

[Redacted]

Сейсмичность трассы трубопровода следует принимать в соответствии с данными сейсмического микрорайонирования. При отсутствии этих карт допускается производить уточнение сейсмичности района[14].

Степень ответственности сооружения учитывается в расчетах путем введения коэффициента  $K_0$ , который определяется в соответствии с таблицей 16 в СП 36.13330.2012 «Магистральные трубопроводы» (актуализированная редакция СНиП 2.05.06-85\*) [8].

Напряжения от сейсмических нагрузок определяем по формуле:

$$\sigma_{\text{тр}} = \pm 0,04 \cdot m \cdot K_0 \cdot K_n \cdot \alpha_c \cdot E_{\text{тр}} \cdot T_0 \cdot C_p^{-1}, \quad (1)$$

где  $m = \blacksquare$  – коэффициент заземления трубопровода в грунте (таблица 4).

$K_n = \blacksquare$  – коэффициент повторяемости землетрясения (таблица 5);

$\alpha_c = \blacksquare$  см/с<sup>2</sup> – сейсмическое ускорение, для землетрясений силой 9 баллов;

$E_{\text{тр}} = 2,1 \times 10^6$  кгс/см<sup>2</sup> – модуль упругости для стального трубопровода;

$C_p$  – скорость распространения продольных сейсмических волн. Для песчаных грунтов скорость распространения продольных сейсмических волн составит  $\blacksquare$  м/с (таблица 4);

$T_0$  – преобладающий период сейсмических колебаний, определяемый при изысканиях. При отсутствии необходимых данных разрешается принимать  $T_0 = 1$  с;

Таблица 4 – Ориентировочные значения скоростей распространения продольных сейсмических волн  $C_p$  и коэффициентов заземления трубопроводов в грунте  $m$ .

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

Наименование грунтов	Скорость распространения сейсмических продольных волн $C_p$ , км/с	Коэффициент защемления $m$
Насыпные грунты, рыхлые пески, супеси, суглинки и другие неводонасыщенные	0,12	0,50
Песчаные грунты маловлажные (сухие)	0,15	0,50
Песчаные грунты средней влажности	0,25	0,45
Песчаные грунты водонасыщенные (со значительным содержанием в порах грунта защемленного воздуха)	0,35	0,45
Супеси и суглинки	0,30	0,60
Глинистые грунты влажные, пластичные	0,50	0,35
Глинистые грунты плотные, полутвердые и твердые	2,00	0,70
Лёсс и лёссовидные грунты	0,40	0,50
Торфяной грунт	0,10	0,20
Низкотемпературные мерзлые грунты (песчаные, глинистые, насыпные)	2,20	1,00
Высокотемпературные мерзлые грунты (песчаные, глинистые, насыпные)	1,50	1,00
Гравийные, щебенистые и галечниковые породы	1,10	См. п. 2 примечания
Известняки, сланцы, песчаники нарушенные	1,50	То же
Скальные породы ненарушенные	2,20	"-

Примечания: 1. В таблице приведены наименьшие значения  $C_p$ . Значения  $C_p$  должны уточняться при изысканиях. 2. Значения коэффициентов защемления трубопровода  $m$  следует принимать по грунту засыпки.

Таблица 5 – Значения коэффициента повторяемости землетрясений  $K_n$

Повторяемость землетрясений	1 раз в 100 лет	1 раз в 1000 лет	1 раз в 10000 лет
Коэффициент повторяемости	1,15	1,0	0,9

Дополнительные напряжения от сейсмического воздействия, действующие вдоль продольной оси трубопровода равны:

$$\text{[Redacted]} \text{ кгс/см}^2 \text{ или } \pm \text{[Redacted]} \text{ кН/см}^2.$$

## 8. ИССЛЕДОВАНИЕ

### МАГИСТРАЛЬНОГО НЕФТЕПРОВОДА В ЗОНЕ

### ПОВЫШЕННОЙ СЕЙСМИЧНОСТИ ( ), В

Так как целью работы является анализ методов оценки технического состояния переходов магистральных нефтепроводов через действующие тектонические разломы, в процессе исследования был детально рассмотрен один из методов в зоне пересечения . С целью, чтобы посмотреть .

В процессе эксплуатации . Все виды нагрузок, действующих на трубопровод, можно условно разделить на две группы:

- нормативные нагрузки, действующие всегда и должны учитываться при проектировании трубопроводной системы;
- ненормативные нагрузки, которые могут появиться вследствие нарушения норм при строительстве и эксплуатации трубопроводной системы, а также воздействия на неё окружающей среды [33].

Основными нормативными нагрузками, действующими на трубопровод подземной прокладки, являются:

- внутреннее избыточное давление транспортируемого продукта;
- температурный перепад – разница между температурой воздуха при

					Исследование магистрального нефтепровода в зоне повышенной сейсмичности ( ), в			
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата				
Разраб.		Тишкина Е.В.			Расчетная часть	Лит.	Лист	Листов
Руковод.		Антропова Н.А.					61	116
Консульт.						ТПУ гр. 2БМ5А		
И.о.зав.каф.		Бурков П. В.						

прокладке трубопровода и температурой при его эксплуатации;

- вес трубопровода, транспортируемого продукта и грунта засыпки;
- нелинейное сопротивление окружающего грунта смещению трубопровода;
- другие нагрузки, определяемые конструкцией и условиями эксплуатации конкретной трубопроводной системы.

Наиболее распространенные ненормативные нагрузки на подземный участок трубопровода – это неконтролируемые подвижки грунтов (карстовые провалы, бугры пучения, оползни и т.д., а в нашем случае это движение тектонических разломов). Кроме того, в качестве опасной ненормативной нагрузки может выступать кратковременное превышение внутреннего избыточного давления на каком-либо участке трубопровода допуссаемого нормативного уровня при переключении гидравлических режимов.

Исходя из всех вышеизложенных особенностей района прокладки магистрального нефтепровода проекта [REDACTED], были [REDACTED]  
[REDACTED]  
[REDACTED] тектонический разлом.

Исходные данные к расчету:

- Назначение магистрального нефтепровода – транспортировка нефти;
- Нормативное рабочее давление продукта – [REDACTED];
- Диаметр (наружный) трубопровода – [REDACTED];
- Прокладка участка нефтепровода – [REDACTED];
- Грунт в зоне прокладки – [REDACTED], [REDACTED], и могут быть покрыты почвенно-растительным слоем и биогенными отложениями (торфом);
- Толщина слоя засыпки от верхней образующей трубы  $h_0 = [REDACTED]$  м;
- Магнитуда землетрясения, при повторяемости раз в 1000 лет – [REDACTED] баллов;

					Исследование [REDACTED] магистрального нефтепровода в зоне повышенной сейсмичности ([REDACTED] в [REDACTED])	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		62

- Материал – [REDACTED] ([REDACTED] [REDACTED]);
- Толщина стенки – [REDACTED], но [REDACTED];
- Предел прочности  $\sigma_B = [REDACTED]$  МПа;
- Предел текучести  $\sigma_T = [REDACTED]$  МПа.

Цель данного расчета заключается в [REDACTED], а также [REDACTED].

По нормативно-технической документации компании [REDACTED] известно, что [REDACTED], [REDACTED] разлом. [REDACTED].



Рисунок 17 – Проектное положение трубопровода относительно разлома

В начале [REDACTED] необходимо [REDACTED] (рисунок 18).



Рисунок 18 – [REDACTED] трубы

Далее переходим [REDACTED]

[REDACTED]. [REDACTED]

[REDACTED].

После этого, [REDACTED]

[REDACTED]. [REDACTED]

[REDACTED].

[REDACTED]

[REDACTED]

грунта выступает [REDACTED], коэффициент жесткости которого

[REDACTED]. Также по всей поверхности трубы

[REDACTED],

который равен XXXXX. Далее необходимо [REDACTED]

[REDACTED], находящийся в

[REDACTED]

(рисунок 19).

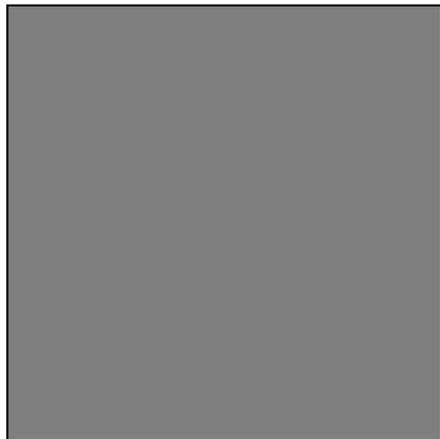


Рисунок 19 – Давление грунта на трубу

Во внутренней полости построенной модели трубы, необходимо создать внутреннее давление, для нефтепровода берем ■ МПа. На рисунке 20 показана модель трубы с приложенными нормативными и ненормативными нагрузками.



Рисунок 20 – Модель трубы с приложенными нормативными и ненормативными нагрузками

Затем, необходимо ■

■ (рисунок 21), ■ (рисунок 22) и ■ (рисунок 23).

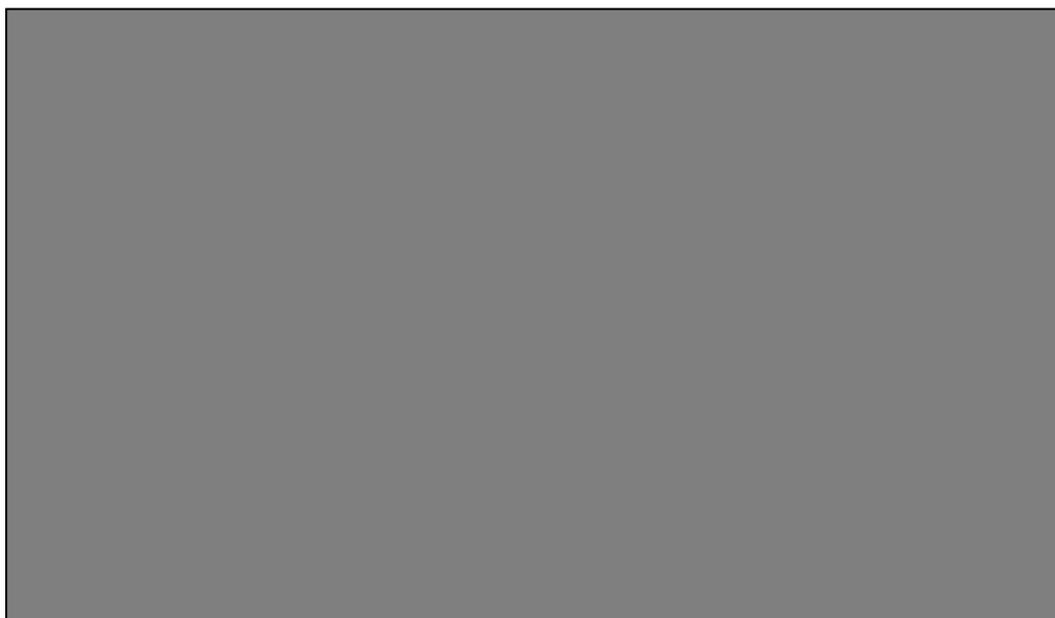


Рисунок 21 – Значение ■

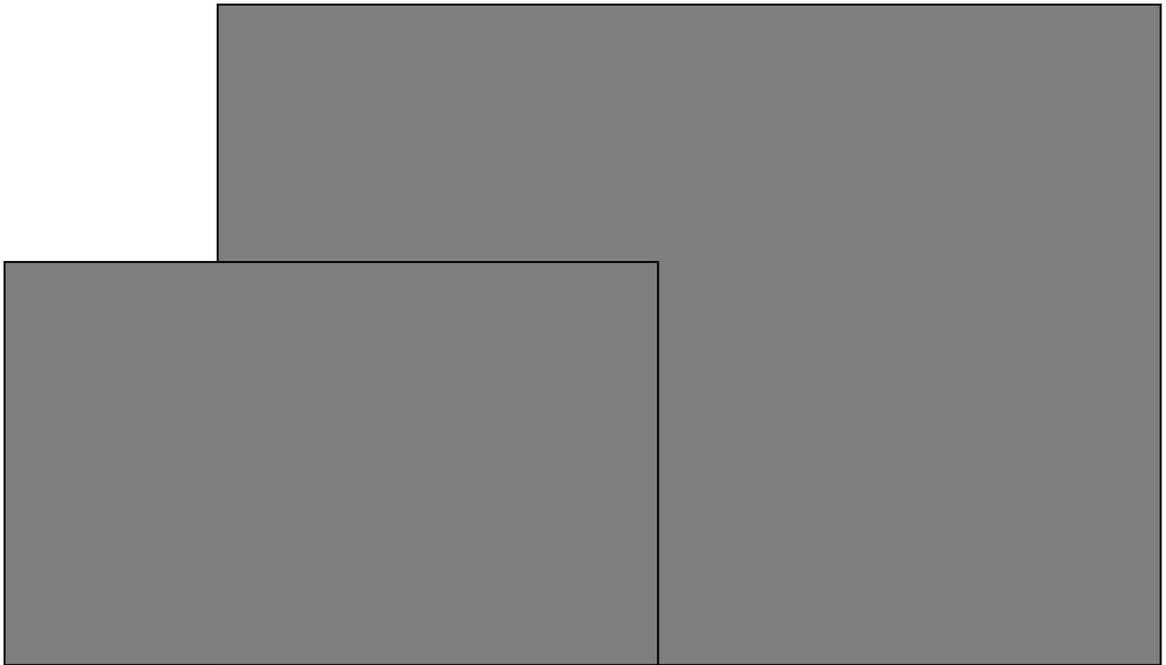


Рисунок 22 – Значение [REDACTED]



Рисунок 23 – [REDACTED]  
[REDACTED]

Таким образом, полученные и представленные на рисунках результаты позволяют сделать следующие выводы:

- изменение значений [REDACTED]  
[REDACTED]

[REDACTED]  
[REDACTED];  
• [REDACTED],  
и [REDACTED]. Но так как [REDACTED]  
[REDACTED] благодаря  
[REDACTED]  
[REDACTED] трубе  
[REDACTED]  
[REDACTED].

Отсюда можно сделать вывод, что [REDACTED], как  
[REDACTED], применение [REDACTED]  
[REDACTED], [REDACTED]  
[REDACTED].

## 9. ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ ЭКОНОМИЧЕСКОЕ ОБОСНОВАНИЕ СТРОИТЕЛЬСТВА ПЕРЕХОДА МН ЧЕРЕЗ ТЕКТОНИЧЕСКИЙ РАЗЛОМ

В данном разделе произведен расчет стоимости затраченных материалов при сооружении перехода подземного магистрального нефтепровода через действующий тектонический разлом с применением [REDACTED] и особенностей [REDACTED], на примере строительства [REDACTED].

### 9.1 Анализ условий, необходимых для расчета

Для исследования в целом, и для выполнения данного расчета был выбран переход магистрального нефтепровода через [REDACTED] тектонический разлом [REDACTED] ([REDACTED]), со следующими параметрами: [REDACTED], толщиной стенки [REDACTED], глубиной заглубления  $H = X$  м, длиной участка траншеи  $L = [REDACTED]$  м. Исходные данные по характеристике грунтов показаны в таблице 6 [19].

Таблица 6 – Характеристика грунтов

Категория грунта	Вид грунта	Плотность грунта, кг/м <sup>3</sup>	Число ударов плотномера ДорНИИ	Коэффициент разрыхления, $K_p$
■	[REDACTED], [REDACTED] [REDACTED] [REDACTED]	■ - ■	■ - ■	■ - ■
	[REDACTED]	[REDACTED]	-	[REDACTED]

					Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение					
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата						
Разраб.		Тишкина Е.В.			Экономическое обоснование строительства перехода МН через тектонический разлом					
Руковод.		Антропова Н.А.						Лит.	Лист	Листов
Консульт.								68	116	
И.о.зав.каф.		Бурков П. В.						<b>ТПУ гр. 2БМ5А</b>		

## 9.2 Расчет основных параметров траншеи

Рассчитывается обычная трапециевидальная траншея, без учета её специального обустройства. Для начала найдем ширину дна траншеи, используя те данные трубопровода, которые рассматривали выше (рисунок 24).

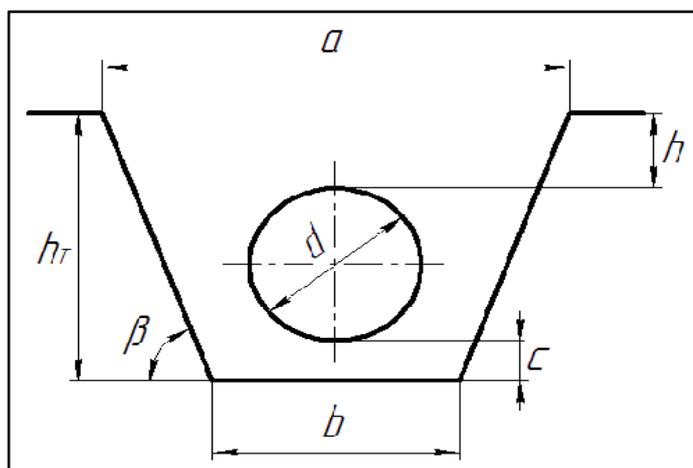


Рисунок 24 – Поперечный профиль траншеи трубопровода

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

$$b = d_{тр} + 0,3, \quad (1)$$

где  $d_{тр} = \blacksquare$  мм – диаметр трубопровода

$$b = \blacksquare \text{ мм.}$$

Глубину траншеи найдем по формуле:

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

$h = \blacksquare$  м – глубина заглубления трубопровода;

$C = \blacksquare$  м – толщина мягкой подушки из песка.

$$h_T = \blacksquare \text{ мм.}$$

Затем находим длину основания (3) и площадь сечения траншеи (4).

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

$b = \blacksquare$  м – ширина траншеи по дну;

$h_T = \blacksquare$  м – глубина траншеи;

$\beta$  – угол откоса, равный  $30^\circ$ ,  $\text{ctg}30 = \blacksquare$ .

$$a = \blacksquare + \blacksquare \cdot \blacksquare = \blacksquare.$$

$$S_{\text{сеч}} = \frac{b+a}{2} \cdot h_{\text{т}}, \quad (4)$$

$$S_{\text{сеч}} = \frac{\quad}{2} \cdot \quad = \quad \text{м}^2$$

Находим необходимый объем керамзита с песчаной подложкой для засыпки траншеи:

$$V_{\text{земли}} = S_{\text{сечен}} \cdot L, \quad (5)$$

$$V_{\text{земли}} = \quad \cdot \quad = \quad \text{м}^3$$

### 9.3 Расчет объемов и стоимости грунта, необходимого для обратной засыпки, и стоимости геоматериалов

Объем трубопровода найдем по формуле:

$$V_{\text{труб}} = \frac{\pi \cdot d^2 \cdot l}{4}, \quad \text{м}^3 \quad (6)$$

где  $d$  – диаметр трубопровода,  $d = \quad$  мм;

$l$  – длина участка траншеи,  $l = \quad$  м.

$$V_{\text{труб}} = \quad = \quad \text{м}^3$$

1) Объем грунта, который необходим для песчаной подсыпки:

- определяем верхнюю образующую песчаной подсыпки:

$$d_1 = b + C \cdot \text{ctg}\beta, \quad (7)$$

где  $b = \quad$  м – ширина траншеи по дну;

$C = \quad$  м – глубина подсыпки;

$\beta = 30^\circ$  – угол откоса,  $\text{ctg}30 = \quad$ .

$$d_1 = \quad \text{м}$$

- определяем площадь:

$$S_1 = \frac{d_1+b}{2} \cdot C \quad (8)$$

$$S_1 = \frac{\quad}{2} \cdot \quad = \quad \text{м}^2$$

- объем необходимого песка:

$$V_n = S_1 \cdot l \cdot K_p \quad (9)$$

где  $K_p = \quad$  – коэффициент разрыхления для песка, по таблице 6.

$$V_n = 0 \text{ [redacted]} = \text{[redacted]} \text{ м}^3$$

Песок намывной мелкий М2 для строительных работ, соответствует требованиям ГОСТ 8736-93 «Песок для строительных работ».

**Характеристики:** Модуль крупности – 1,45-1,9; насыпная плотность – [redacted] кг/м<sup>3</sup>. Цена – [redacted] руб./куб. м с учетом НДС, без доставки до склада покупателя [20]. Цена необходимого песка составит [redacted] руб.

2) Объем керамзита для привозки:

$$V_k = V_{\text{земли}} - V_{\text{труб}} - V_n \quad (10)$$

$$V_k = \text{[redacted]} \text{ м}^3.$$

Керамзит фракции 10-20 мм (россыпь). Цена – [redacted] руб./куб. м с учетом НДС и доставкой до склада покупателя [21]. Цена необходимого керамзита составит [redacted] руб.

#### Расчет стоимости геоматериалов.

• Внутренний (подземный) слой состоит из геомембраны и дренажного композита. Зная глубину траншеи, равную [redacted] м и угол откоса 30°, по правилу треугольника вычисляем длину внутреннего слоя:

$$L_{\text{внутр.}} = b + \frac{h_T}{\sin 30^\circ} + l_{\text{припуск}} \quad (11)$$

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

$b$  – ширина траншеи по дну, равная [redacted] мм;

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

$l_{\text{припуск}}$  – длина припусков с каждой стороны, равная [redacted] мм

[redacted]

Длина составляет [redacted] м.

• Внешний слой состоит из [redacted] и [redacted]. Длина составляет [redacted] м с учетом припусков [redacted] м с каждой стороны.

Итого на каждый проход необходимо [redacted] ( $\approx$  [redacted]) г [redacted], [redacted]. В расчетах использованы геоматериалы, поставляемые ОАО «Изолюкс» [20].

					Лист
					71
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	

- Расчет стоимости дренажного полотна.

Необходимая площадь покрытия дренажным материалом:

$$S_n = \text{[redacted]} \text{ м}^2$$

Используем в расчетах дренажное полотно «Максдрейн». Площадь покрытия одного поставляемого рулона 2х20м составляет 40м<sup>2</sup>. Следовательно, количество рулонов, с учетом 5% перекрытия:

$$N_{\text{рулон}} = \text{[redacted]} \text{ рулонов}$$

Цена – 3200 руб./рулон с учетом НДС, без доставки до склада покупателя. Стоимость дренажного полотна составляет [redacted] руб.

- Расчет стоимости геомембраны.

Необходимая площадь покрытия геомембраной:

$$S_n = \text{[redacted]} \text{ м}^2$$

Используем в расчетах геомембрану «ТехПолимер» HDPE – Тип 1, 5\*20/100 м<sup>2</sup> толщина 3 мм. Цена – 360 руб./ м<sup>2</sup> с учетом НДС, без доставки до склада покупателя. Стоимость геомембраны [redacted] руб.

- Расчет стоимости геотекстиля.

Необходимая площадь покрытия геотекстилем:

$$S_n = \text{[redacted]} \text{ м}^2$$

Площадь покрытия одного поставляемого рулона геотекстиля «Terram 1300» 4,5х100м составляет 450м<sup>2</sup>. Цена – 56 руб./ м<sup>2</sup> с учетом НДС, без доставки до склада покупателя. Стоимость геотекстиля составляет [redacted] руб.

Также требуются дренажные трубы, укладываемые на дно траншеи. Подойдет труба дренажная ПВХ с геотекстильным фильтром размерами 50/60мм. Цена с НДС за метр составляет [redacted]. [22]. Стоимость за 214м равна [redacted] руб.

Все полученные затраты сведены в общую таблицу 7.

					Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Лист
						72
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Таблица 7 – Материальные затраты

Материал	Стоимость, руб.
Песок	■
Керамзит	■
Дренажное полотно	■
Геомембрана	■
Геотекстиль	■
Дренажные трубы	■
<b>Итого</b>	■

#### 9.4 Расчет необходимой техники и затрат на топливо

Чтобы определить затраты на топливо, а также объёмы работ на производственном объекте, необходимо рассчитать количество единиц задействованной техники.

Для определения объема работ на объекте, принимаем скорость строительства трубопровода 500 м/сут. Время на сооружение трубопровода протяженностью ■ м:

$$T = L/v_{стр} = \text{■} \text{ ч.} \quad (12)$$

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

$L$  – длина участка строительства, м;

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

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

$$T_{подг} = \text{■} \text{ ч.} \quad (13)$$

где  $T$  – основное время на сооружение трубопровода, ч

Площадь участка, на котором производятся подготовительные работы:

$$\text{– при планировке: } F_{пл} = L \cdot L_{п} \quad (14)$$

где  $L_{п}$  – ширина полосы земель несельскохозяйственного назначения, отводимых для одного подземного трубопровода (таблица 8) примем ■ м [23].

Таблица 8 – Ширина полосы земель, отводимых во временное краткосрочное пользование на период строительства магистрального подземного трубопровода

Диаметр трубопровода в мм	Ширина полосы земель для одного подземного трубопровода в м	
	на землях несельскохозяйственного назначения, или непригодных для сельского хозяйства, и землях государственного лесного фонда	на землях сельскохозяйственного назначения худшего качества (при снятии и восстановлении плодородного слоя)
1	2	3
1. До 426 включительно	20	28
2. Более 426 до 720 включительно	23	33
3. Более 720 до 1020 включительно	28	39
4. Более 1020 до 1220 включительно	30	42
5. Более 1220 до 1420 включительно	32	45

**Рассчитаем необходимое количество бульдозеров:**

Найдем объем призмы волочения с учетом потери грунта по формуле:

$$V_{np} = \left[ \frac{(H - h)^2 \cdot B}{2 \cdot \operatorname{tg}(\varphi_0) \cdot K_p} \right] \cdot K_{nom} \quad (15)$$

где  $\varphi$  – угол поворота отвала в плане, принимаем равным  $63^0$ ;

$B =$  [ ] м – ширина отвала;  $h =$  [ ] м – средняя толщина стружки;  $H = 1,72$  м – высота отвала (согласно техническим характеристикам бульдозера Komatsu D155A-5 (рисунок 25а и 25б));

$K_p = \blacksquare$  – коэффициент разрыхления;

$K_{ном}$  – коэффициент, учитывающий потери грунта в процессе перемещения призмы:

$\blacksquare$

$l_n$  – расстояние, на которое перемещается грунтовая призма (дальность транспортирования) примем  $\blacksquare$  м.

$\blacksquare$  м<sup>3</sup>.



Рисунок 25а – бульдозер Komatsu D155A-5

Технические характеристики	
Мощность двигателя, л. с.	305
Эксплуатационная масса, т	38,7
Тип отвала	полусферический
Объем отвала, м <sup>3</sup>	8,8
Ширина отвала, мм	3 955
Тип кабины	металлическая кабина
Рыхлитель	Однозубый рыхлитель с регулируемым углом рыхления
Транспортная длина, мм	8 155
Габаритная высота, мм	3 500
Габаритная ширина без отвала, мм	2 659
Давление на грунт, кг/см <sup>3</sup>	0,79
Опорная длина гусеницы, мм	3 210
Ширина гусеницы, мм	560

Рисунок 25б – технические характеристики бульдозера Komatsu D155A-5

Найдем длину пути резания грунта:



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

$$t = t_p + t_n + t_{o.x.} + t_{n.n.} + t_0 \quad (16)$$

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

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

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

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

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

$$t_p = \frac{3,6 \cdot l_p}{v_p} = \frac{3,6 \cdot 3,6516}{2} = 6,573 \text{ с}, \quad (17)$$

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

$$t_{o.x.} = \frac{3,6 \cdot (l_p + l_n)}{v_{o.x.}} = \frac{3,6 \cdot (3,6516 + 45)}{5} = 35,03 \text{ с},$$

где  $v_p = 2 \div 6$  км/ч – скорость движения при резании бульдозера, принимаем 2 км/ч;

$v_n = 4 \div 8$  км/ч – скорость движения при перемещении бульдозера, принимаем 4 км/ч;

$v_{o.x.} = 5 \div 10$  км/ч – скорость движения при обратном ходе бульдозера, принимаем 5 км/ч.

В итоге продолжительность работы машины за один цикл равна:

$$t = 6,573 + 40,5 + 35,03 + 6 + 2 = 90,103 \text{ с}.$$

Производительность бульдозера при резании и перемещении грунта определяется по формуле:

$$P_{p.n.} = \frac{3600 \cdot V \cdot K_u \cdot K_y}{t \cdot K_p} \quad (18)$$

где  $K_u$  – коэффициент использования бульдозера по времени принимаем 0,9;

$K_y$  – коэффициент, учитывающей влияние уклона местности на производительность бульдозера принимаем 0,5.

$$P_{p.n.} = \frac{3600 \cdot 1,41 \cdot 0,9 \cdot 0,5}{90,103 \cdot 1,27} = 20 \text{ м}^3/\text{ч}$$

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

$$P_{раз} = \frac{3600 \cdot l \cdot (B \cdot \sin \varphi - b_1) \cdot K_u}{n \cdot \left( \frac{l}{v_p} + t_{нов} \right)} \quad (19)$$

где  $l$  – длина планируемого участка;

$\varphi$  – угол установки отвала в плане;

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

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

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

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

$$P_{раз} = \frac{3600 \cdot 214 \cdot (3,955 \cdot 0,89 - 0,5) \cdot 0,9}{1 \cdot \left( \frac{214}{0,556} + 15 \right)} = 5243,1 \text{ м}^2 / \text{ч}$$

Объем грунта, снимаемого при резании:

$$V_{рез} = L \cdot l_n \cdot h \cdot K_p \quad (20)$$

где  $L$  – длина траншеи, м;

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

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

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

					Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Лист
						77
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

$$V_{рез} = 214 \cdot 45 \cdot 0,2064 \cdot 0,775 = 1540,42 м^3$$

Необходимая производительность при выполнении планировочных работ:

$$П_{пл} = \frac{F_{пл}}{t_{необх}} = \frac{4922}{5,2} = 946,54 м^3 / ч;$$

Необходимая производительность при резании и перемещении грунта:

$$П_{рез} = \frac{V_{рез}}{t_{общ}} = \frac{1540,42}{5,2} = 296,24 м^3 / ч$$

Необходимое количество бульдозеров:

– при планировочных работах:

$$n_{пл} = \frac{П_{пл}}{П_{раз}} = \frac{946,54}{5243,1} = 0,2$$

– при резании и перемещении грунта

$$n_{рез} = \frac{П_{рез}}{П_{р.п.}} = \frac{296,24}{20} = 14,8.$$

Следовательно, принимаем количество бульдозеров, равное 15.

**Рассчитаем необходимое количество экскаваторов:**

Выберем одноковшовый экскаватор циклического действия KOMATSU PC300-7 (рисунок 26а и 26б).



Рисунок 26а – одноковшовый экскаватор KOMATSU PC300-7

					Лист
					78
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	

Вместимость ковша, м <sup>3</sup>	1,1
Длина*ширина*высота, мм	6980*3190*3400
Тип ходового устройства	гусеничный
Скорость передвижения, км/ч	5,5
Мощность двигателя, л.с.	245
Управление механизмами	гидравлическое
Глубина копания, мм	6355
Масса экскаватора, т	30,8
Давление на грун, кгс/см <sup>2</sup>	0,63
Продолжительность цикла	15

Рисунок 26б – технические характеристики одноковшового экскаватора KOMATSU PC300-7

Техническая производительность одноковшовых экскаваторов определяется по формуле:

$$П_{ТХ} = 3600 \cdot q \cdot K_n / K_p \cdot t_u \quad (21)$$

$q = 1,1$  – вместимость ковша;

$K_p = 1,27$  – коэффициент разрыхления породы;

$K_n = 1$  – коэффициент наполнения ковша для песка (рисунок 27);

$t_u$  – продолжительность цикла.

$$П_{ТХ} = \frac{3600 \cdot q \cdot K_n}{t_u \cdot K_p} = \frac{3600 \cdot 1,1 \cdot 1}{15 \cdot 1,27} = 207,9 \text{ м}^3/\text{ч}.$$

Наименование грунтов	Коэффициент наполнения $K_n$ для одноковшовых экскаваторов
	прямая и обратная лопата
Песок и гравий сухие, щебень взорванная скала	0,95...1,02
Песок и гравий влажные	1,15...1,23
Суглинок сухой	1,05...1,12
Суглинок влажный	1,20...1,32
Глина средняя	1,08...1,18
Глина влажная	1,30...1,50
Глина тяжелая	1,00...1,10
Плохо взорванная скала	0,75...0,90

Рисунок 27 – Коэффициент наполнения  $K_n$  для одноковшовых экскаваторов

Эксплуатационная производительность определяется по формуле:

$$П_{Э} = П_{ТХ} \cdot K_y \cdot K_B \quad (22)$$

$K_y$  – коэффициент, зависящий от уровня квалификации машиниста экскаватора (в нашем случае – высокая) принимаем 0,98;

$K_B$  – коэффициент использования экскаватора в смену принимаем 0,75 (при отгрузке в отвал).

$$П_{\text{Э}} = 207,9 \cdot 0,98 \cdot 0,75 = 152,81 \text{ м}^3/\text{ч}.$$

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

$$t = \frac{V_{\text{ф}}}{П_{\text{экс}}} = \frac{2011}{152,81} = 13,2 \text{ ч} \quad (23)$$

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

где  $K_p$  – коэффициент разрыхления, принимаем 1,27;

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

Определяем количество единиц техники:

$$n = \frac{t}{T_{\text{под}}} = \frac{13,2}{5,2} = 2,54$$

Для разработки траншеи принимаем 3 одноковшовых экскаваторов типа KOMATSU PC300-7.

#### **Рассчитаем необходимое количество машин для вывоза грунта:**

Объем грунта в плотном теле в ковше экскаватора:

$$V_{\text{гр.}} = (V_{\text{ков.}} \cdot K_{\text{нап}}) / K_p = (1,1 \cdot 1) / 1,27 = 0,87 \text{ м}^3, \quad (24)$$

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

$K_{\text{нап}}$  – коэффициент наполнения ковша, принимаемый 1;

$K_p$  – коэффициент разрыхления 1,27.

Масса грунта в ковше экскаватора:

$$Q = V_{\text{гр.}} \cdot \rho = 0,87 \cdot 1400 = 1218 \text{ кг}, \quad (25)$$

$\rho$  – плотность грунта при естественном залегании, в нашем случае  $\rho = 1400 \text{ кг}/\text{м}^3$ .

#### **Количество ковшей в кузове автосамосвала:**

Для транспортирования грунта выбираем автосамосвал КамАЗ 6522 грузоподъемность 19т (рисунок 28).

					Лист
					80
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	



Рисунок 28 – Автосамосвал КамАЗ 6522

$$n = П/Q = 19/1,218 = 16 \text{ ковшей}$$

Объем грунта в плотном теле, загружаемый в кузов самосвала:

$$V = V_{гр} \cdot n = 0,87 \cdot 16 = 13,92 \text{ м}^3.$$

Продолжительность одного цикла работы самосвала:

$$T_{ц} = t_n + 60 \cdot 10/ V_r + t_p + 60 \cdot 10/ V_n + t_m = 13,8 + 60 \cdot 10/19 + 2 + 60 \cdot 10/30 + 3 = = 70,38 \text{ мин},$$

где  $t_n$  – время погрузки грунта, мин;

$$t_n = V \cdot H_{вр}/100 = 13,92 \cdot 1,65/100 = 0,23 \text{ ч} = 13,8 \text{ мин},$$

где  $H_{вр}$  – норма машинного времени, учитывающая разработку экскаватором  $100\text{м}^3$  грунта и погрузку в транспортные средства равна  $H_{вр} = 1,65$  [24];

$L$  – расстояние транспортировки грунта, 10 км;

$V_2$  – средняя скорость автосамосвала, км/ч, в загруженном состоянии, равная 19 км/ч;

$V_n = 25...30$  км/ч - средняя скорость автосамосвала в порожнем состоянии;

$t_p = 1...2$  мин – время разгрузки;

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

Требуемое количество самосвалов:

$$N = T_{ц}/t_n = 70,38/13,8 = 5,1 = 6 \text{ самосвалов.}$$

Расчеты сведены в общую таблицу 9.

Таблица 9 – Необходимое количество техники и её затрат на топливо

	Komatsu D155A-5	Komatsu PC300-7	КамАЗ 6522
Время работы (ч)	5,2	13,2	7,1
Количество машин	15	3	6
Расход топлива (л)	2992,5	145	2136
Стоимость 1л. ДТ (руб.)	39,3		
Затраты на ДТ (руб.)	117605,3	5698,5	83944,8
<b>Итого (руб.):</b>	<b>207248,6</b>		

### 9.5 Затраты на амортизационные отчисления и прочие расходы

Затраты определяются исходя из балансовой стоимости основных производственных фондов и нематериальных активов и утвержденных в установленном порядке норм амортизации, учитывая ускоренную амортизацию их активной части. Нормы амортизации для экскаватора, бульдозера и самосвала выбираем согласно единым нормам амортизационных отчислений по постановлению Правительства РФ от 01.01.2002 N 1 (ред. от 07.07.2016) "О Классификации основных средств, включаемых в амортизационные группы". Выбираем значения норм в процентах в зависимости от вместимости ковша, грузоподъёмности, мощности двигателя. Расчет амортизационных отчислений можно свести в таблицу 10.

Таблица 10 – Расчет амортизационных отчислений

Объект	Стоимость (руб.)	Норма амортизации (%)	Норма амортизации в год (руб.)	Норма амортизации в час (руб.)	Кол-во	Время работы, час.	Сумма амортизации, руб.
Экскаватор	4700000,0	9,1	427700,0	48,8	3	13,2	1933,5
Бульдозер	8713000,0	14,3	1245959,0	142,2	15	5,2	11094,2
Самосвал	3175000,0	12,5	396875,0	45,3	6	7,0	1902,8
<b>Итого</b>	<b>14930,5 руб.</b>						

Прочие расходы, в число которых входят средства индивидуальной защиты, питание и перевозка бригады рабочих, составляют 10% от фонда оплаты труда:  $84366,73 \cdot 0,1 = 8436,7$  руб.

## 9.6 Затраты на оплату труда

Расчет суммы, начисленной по тарифным ставкам, должностным окладам, сдельным расценкам или в процентах от выручки от реализации продукции (работ, услуг) в соответствии с принятыми на предприятии (организации) формами и системами оплаты труда [25].

Таблица 11 – Надбавки и доплаты к заработной плате работника

районный коэффициент	1,8
северная надбавка	80%
доплата за вредность	4%
компенсационная выплата за время нахождения в пути на вахту/с вахты	1,25
компенсационная выплата за вахтовый метод работы	1,1

Таким образом, с учетом показателей в таблице 11, а также количеством техники в таблице 9, рассчитаем количество работников, необходимых для строительства перехода МТ через тектонический разлом и затраты на их заработную плату, занесем результаты в таблицу 12.

Таблица 12 – Расчет затрат на ЗП работников

	Трубопроводчик линейный	Экскаватор- щик	Бульдозерист	Водитель	Мастер
Часовая тарифная ставка	47,7	41,9	47,5	39	63
Районный коэффициент, руб.	85,86	75,42	85,5	70,2	113,4
Северная надбавка, руб.	85,86	75,42	85,5	70,2	113,4
Доплата за вредность, руб.	49,61	43,576	49,4	40,56	65,52
Время нахождения в пути, руб.	59,625	52,38	59,38	48,75	78,75
Вахтовый метод работы, руб.	52,47	46,09	52,25	42,9	69,3
Итого, руб./час	381,13	334,78	379,53	311,61	503,37
Время работы	8	13,2	5,2	7	8

Итого,руб. за работу 1-го работника	3048,99	4419,11	1973,53	2181,27	4026,96
Количество работников	8	3	15	6	1
Итого, руб.	24391,87	13257,33	29602,95	13087,62	4026,96
<b>Общая сумма ЗП</b>	<b>84366,73</b>				

### 9.7 Затраты на страховые взносы

Затраты на страховые взносы в Пенсионный фонд, Фонд социального страхования, Фонд обязательного медицинского страхования представлены в таблице 13. Рассчитывая затраты на страхование от несчастных случаев на производстве и профессиональных заболеваний, выбираем согласно [25] класс I с тарифом 0,2 для транспортирования по трубопроводам нефти и нефтепродуктов (код по ОКВЭД – 60.30.1).

Таблица 13 – Расчет страховых взносов

Показатель	Трубопроводчик линейный	Экскаваторщик	Бульдозерист	Водитель	Мастер
Количество работников	8	3	15	6	1
ЗП, руб.	24391,87	13257,33	29602,95	13087,62	4026,96
ФСС (2,9%)	707,36	384,46	858,49	379,54	116,78
ФОМС (5,1%)	1243,99	676,13	1509,75	667,47	205,38
ПФР (22%)	536,62	291,66	651,27	287,93	88,59
Страхование от несчастных случаев (тариф 0,2%)	48,79	26,52	59,21	26,18	8,054
Всего страховых взносов, руб.	2536,76	1378,76	3078,71	1361,11	418,81
<b>Общая сумма страховых взносов, руб.</b>	<b>8774,14</b>				

Все рассчитанные показатели можно свести в общую таблицу расходов, согласно которой общая сумма затрат при строительстве перехода магистрального нефтепровода [REDACTED] мм и длиной [REDACTED] м через

действующий тектонический разлом с применением укладки в траншею геоматериалов нового поколения составит **6,358654,19** руб. (таблица 14).

Таблица 14 – Общая сумма затрат

<i>Расходы</i>	<i>Стоимость (руб.)</i>
Грунт и геоматериалы	4975121,82
Дизельное топливо	207248,6
Оплата труда	84366,73
Страховые взносы	8774,14
Амортизационные отчисления	14930,5
Прочие расходы	8436,7
Всего затрат	5298878,49
Накладные расходы (20%)	1059775,698
<b>Итого</b>	<b>6358654,188</b>
Плановые накопления (5% от суммы затрат и накладных расходов)	317932,7094

Распределение всех видов затрат отображено на рисунке 29.

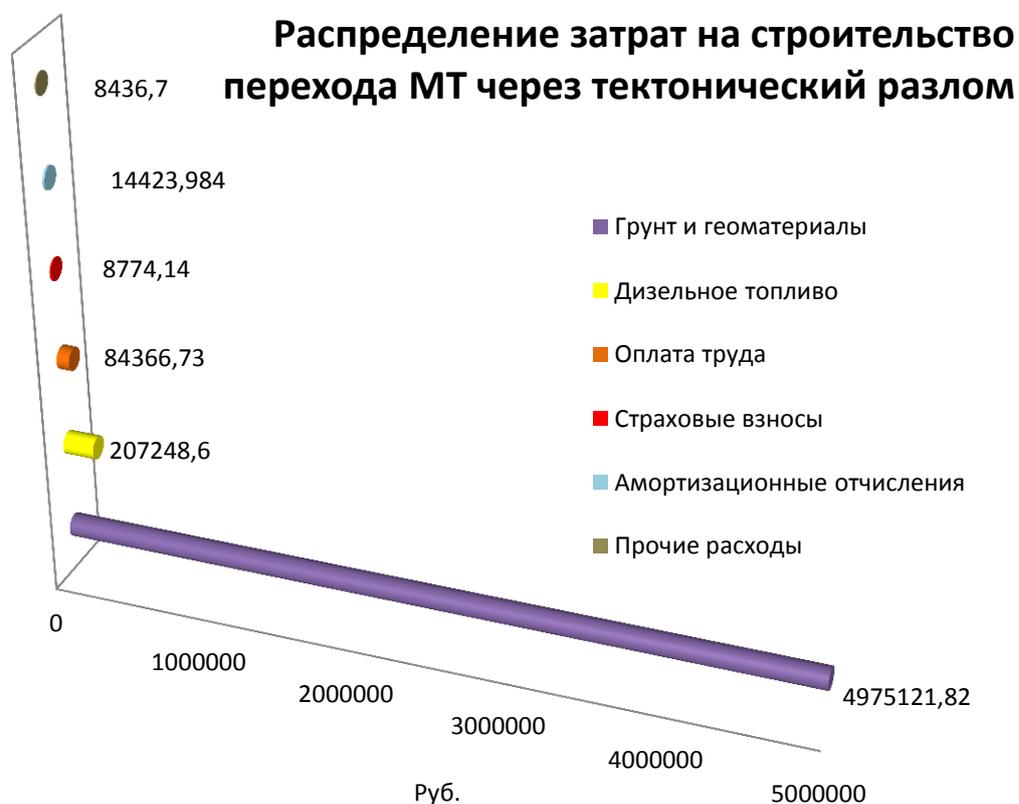


Рисунок 29 – Распределение материальных затрат

## 10. СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ

### Производственная и экологическая безопасность при выполнении работ по ликвидации аварийных разливов нефти на ПМН через ДТР

Объект исследования: Рабочей зоной является переход магистрального нефтепровода, который пересекает зону действующего тектонического разлома. Тип прокладки трубопровода – [REDACTED], а сама труба [REDACTED] – [REDACTED]. [REDACTED], [REDACTED] траншеи, а [REDACTED]. На территории объекта находятся [REDACTED], [REDACTED], [REDACTED], [REDACTED]. [REDACTED].

#### 10.1 Производственная безопасность

Вредные и опасные производственные факторы, возникающие при проведении работ по ликвидации аварии, приведены в таблице 15:

Таблица 15 – Основные элементы производственного процесса, формирующие опасные и вредные факторы при выполнении работ по ликвидации аварии [11].

Наименование видов работ	Факторы (ГОСТ 12.0.003-74*-ССБТ с измен. 22.12.2016.)		Нормативные документы
	Вредные	Опасные	
Ликвидация аварийного разлива нефти (установка боновых заграждений, емкостей для временного хранения нефти, установка нефтесборщиков)	1. Повышенный шум; 2. Вредные вещества; 3. Недостаток естественного света; 4. Отклонение показателей климата;	1.Механические травмы при основных видах работ; 2.Пожаровзрывоопасные; 3.Взрывоопасность;	РД 153-39.4-114-01. РД 153-39.4Р-130-2002. РД-13.100.00-КТН-225-06. РД-13.100.00-КТН-226-06.

					<i>Социальная ответственность</i>			
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>				
<i>Разраб.</i>		Тишкина Е.В.			<i>Социальная ответственность</i>	<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Руковод.</i>		Антропова Н.А.					86	116
<i>Консульт.</i>		Маланова Н.В.				<b>ТПУ гр. 2БМ5А</b>		
<i>И.о.зав.каф.</i>		Бурков П.В.						







– Установить наличие и обозначить знаками расположение всех коммуникаций в радиусе проведения работ;

– Проверить исправность используемого оборудования;

На весь период работ. В зоне производства работ ограничить доступ лиц, не задействованных в ликвидации аварийного разлива нефти. Весь персонал, задействованный на работах, должен находиться в спецодежде [11].

### **Пожароопасность**

В процессе испарения разлившихся нефтепродуктов образуется облако топливно-воздушной смеси (ТВС). Наличие источника зажигания в пределах облака ТВС может повлечь за собой воспламенение. Основным поражающим фактором при возгорании нефти является тепловое излучение. Предельно допустимые значения интенсивности теплового излучения пожаров проливов нефти, представлены в таблице 17 [28].

Таблица 17 – Предельно допустимые значения интенсивности теплового излучения

Степень поражения	Интенсивность, кВт/м <sup>2</sup>
Безопасно для человека в брезентовой одежде	4,2
Непереносимая боль через 20—30 с Ожог 1-й степени через 15—20 с Ожог 2-й степени через 30—40 с	7,0
Воспламенение хлопка-волокна через 15 мин Непереносимая боль через 3—5 с Ожог 1-й степени через 6—8 с Ожог 2-й степени через 12—16 с	10,5
Воспламенение древесины с шероховатой поверхностью (влажность 12 %) при длительности облучения 15 мин	12,9

На месте производства работ устанавливается противопожарный режим. Места для курения разрешается устраивать на расстоянии, не ближе 300 м от места производства работ.

Автомобили, спецтехника, оборудование и механизмы, а также

технические средства, не используемые при работе, следует расположить за территорией проведения работ. Выхлопные трубы от двигателей внутреннего сгорания машин и механизмов должны быть оборудованы искрогасителями.

После прибытия пожарной части руководитель тушения пожара делает выбор способов и приемов прекращения горения, которое зависит от обстановки на пожаре, а также от наличия технических средств подачи огнетушащих веществ.

Основным средством тушения пожаров нефтепродуктов являются воздушно-механические пены. Огнетушащие порошковые составы применяют для тушения небольших проливов, локальных очагов горения на задвижках и фланцевых соединениях, а также в комбинации с пенными средствами (с применением порошковых огнетушителей на отдельных очагах горения) [28].

### **Взрывоопасность**

В процессе испарения разлившихся нефтепродуктов образуется облако топливно-воздушной смеси (ТВС). Наличие источника зажигания в пределах облака ТВС может повлечь за собой воспламенение и взрыв облака ТВС. Таким образом, необходимо убрать источники искрообразования с рабочей зоны. Предельно допустимые значения избыточного давления представлены в таблице 18 [29].

Таблица 18 – Предельно допустимые значения избыточного давления

Степень поражения	Избыточное давление, кПа
50 %-я вероятность разрыва барабанной перепонки	103
Полное разрушение зданий	100
50 %-ное разрушение зданий	53
Нижний порог разрыва барабанной перепонки	34,5
Средние повреждения зданий	28
Умеренные повреждения зданий (повреждение внутренних перегородок, рам, дверей и т.п.)	12
Нижний порог повреждения человека волной давления	5

Для проведения замеров состояния воздушной среды должны использоваться газоанализаторы АНТ-2М предназначенные для определения





производственного контроля за соблюдением требований промышленной безопасности на опасных производственных объектах» РД 04-355-00.

Чрезвычайные ситуации на магистральном нефтепроводе могут возникнуть в результате активизации тектонического разлома.

При проектировании подземных трубопроводов следует рассмотреть следующие виды разрушения: разрыв трубопровода, локальное смятие, гофрообразование, разрушение сварного шва, обратный выгиб. Самым опасным разрушением, как для объекта, так и для окружающей среды, является разрыв трубопровода, который несет за собой большие утечки нефти. Поэтому, для предотвращения возможных разрушений, компании разрабатывают различные методы по прокладке трубопроводов в сейсмоопасных зонах, такие как: герметичные траншеи специальной конфигурации, компенсаторы, повышенная толщина стенки трубы, легко деформируемые грунты, которые в совокупности позволяют трубе свободно двигаться в траншее при подвижках земной коры, не поддаваясь напряжению и сжатию. Также интеллектуальные вставки, свободноподвижные опоры и сейсмостанции.

Если разрыв трубопровода всё-таки произошёл, первым делом сигнал поступает на узел запорной арматуры, где происходит автоматическое перекрытие задвижек, и на пульт оператора. Далее на пункте аварийно-восстановительных работ (АВР) собираются бригады, под руководством начальника АВР, и выезжают на место аварии, где и происходит локализация и ликвидация ЛАРН.

Локализация нефти осуществляется за счет применения подручных и специальных средств. К ним относят естественные понижения, защитные амбары, траншеи и всевозможные дамбы. В качестве вспомогательных средств по предотвращению разлива применяются природные и искусственные сорбенты, такие как песок, торф и полимерные материалы [11].

					Социальная ответственность	Лист
						94
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

## **10.4 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности**

Работы по ликвидации аварийных разливов нефти выполняются в соответствии с требованиями «Правил по охране труда при эксплуатации магистральных трубопроводов».

### **10.4.1 Специальные (характерные для проектируемой рабочей зоны) правовые нормы трудового законодательства**

Эксплуатация и ремонт основных сооружений, устройств и оборудования магистральных нефтепродуктопроводов должны производиться в соответствии с Правилами технической эксплуатации магистральных нефтепродуктопроводов и другими действующими нормативными документами.

Запорная арматура должна быть снабжена ограждёнными площадками обслуживания, надписями в виде номеров в соответствии с технологической схемой, а также указателями направления вращения на закрытие и положений «закрыто» и «открыто». Все подземные контактные соединения установки электрохимической защиты должны иметь надёжную и долговечную изоляцию.

Запрещается выполнение работ на токоведущих частях, находящихся под напряжением, независимо от его величины. Катодные станции и дренажные установки должны иметь ограждения, предупредительные надписи, плакаты, порядковые номера и закрываться на замок. Перед выходом на трассу линейный обходчик должен проверить исправность средств связи, взять с собой укомплектованную медицинскую аптечку, запас продуктов питания на одни сутки, термос с горячим чаем. Линейный обходчик должен одеть спецодежду и спецобувь в соответствии с погодными и местными условиями.

При нарушении целостности и герметичности трубопровода и запорной арматуры, выхода нефтепродукта на поверхность земли, следует: прекратить обход трассы, выйти на пункт связи или сообщить по радиии на ЛПДС об

					Социальная ответственность	Лист
						95
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

аварии, вернуться на место выхода нефтепродукта, выставить знаки безопасности и охранять участок до прибытия аварийной бригады.

Ликвидация аварий осуществляется в соответствии с инструкцией по ликвидации аварий и повреждений РД 153-112-014-97 [11] и действующими НТД по организации и производству аварийно-восстановительных работ на нефтепродуктопроводах.

Перед началом земляных работ на нефтепродуктопроводе необходимо уточнить глубину его заложения.

Во избежание повреждения трубопровода ковшем экскаватора, не приспособленным для полного вскрытия, необходимо разрабатывать грунт на расстоянии 0,15-0,20 м до верхней и боковых образующих трубы [31].

Если при вскрытии нефтепродуктопровода или в процессе ремонтных работ появилась (обнаружена) течь нефтепродукта, необходимо прекратить работы, заглушить двигатели экскаватора и работающих вблизи места выхода нефтепродукта механизмов, персоналу уйти из опасной зоны, доложить о случившемся руководителю работ, диспетчеру, вызвать аварийную бригаду, привести в готовность средства пожаротушения. Место разлива нефтепродукта должно быть ограждено сигнальными флажками и указателями: «С огнем не приближаться», «Не курить», «Опасно, нефтепродукт», а в ночное время - обозначено сигнальными фонарями.

Должны быть приняты срочные меры по локализации и предотвращению растекания нефтепродукта путем рытья котлованов, траншей, сооружения обвалований и плотин.

Если в процессе работы в стенках траншеи появятся трещины, грозящие обвалом, то работники должны немедленно покинуть ее и принять меры против обрушения грунта (укрепление стенок траншеи, срезание грунта для увеличения откосов и др.).

Ремонт следует проводить в светлое время суток. На время длительных остановок и в конце смены ремонтируемый участок нефтепродуктопровода должен опираться на лежки.

					Социальная ответственность	Лист
						96
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Запрещается оставлять трубопровод в приподнятом состоянии при помощи грузоподъемных механизмов. Грунт, вынутый из траншеи, следует размещать не ближе 0,5 м от бровки траншеи [31].

#### **10.4.2 Организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны**

Особое внимание уделяется обеспечению безопасности персонала и населения в случае возникновения ЧС. Персонал, который не принимает участие в ликвидации разлива нефти, произошедшего в зоне чрезвычайной ситуации, связанной с нефтью, должен быть незамедлительно удален (эвакуирован) в безопасные места. Работы по ликвидации чрезвычайных ситуаций, связанных с аварийными разливами нефти, должны всегда проводиться в соответствии с процедурами «Сахалин Энерджи» по технике безопасности, охране труда и ликвидации последствий чрезвычайных ситуаций. Тем не менее, в условиях чрезвычайной ситуации могут возникнуть новые опасности, такие, как токсичные пары, выделяющиеся разлитыми нефтепродуктами, скользкие поверхности, загрязненные нефтью, факторы, связанные с усталостью и др. В связи с этим, члены аварийно-спасательных формирований должны соблюдать дополнительные правила безопасности, соответствующие условиям, характерным для данной конкретной чрезвычайной ситуации.

Перед началом работ по ликвидации АРН проводится анализ воздушной среды. В случае концентрации паров нефти в воздухе свыше предельно допустимой концентрации (ПДК) работа в этой зоне без средств защиты органов дыхания не допускается. Участники работ должны быть ознакомлены с особенностями местности, расположением технических средств, средствами связи, противопожарного инвентаря и постов медицинской помощи. Все участники работ обеспечиваются спецодеждой, соответствующей сезону и конкретным видам работ, и необходимыми средствами индивидуальной защиты.

					Социальная ответственность	Лист
						97
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

## ЗАКЛЮЧЕНИЕ

При выполнении выпускной квалификационной работы было проведено исследование технических решений при прокладке подземных трубопроводов через зоны сейсмической активности, на предмет сравнения различных проектов со сводом правил СП 36.13330.2012 «Магистральные трубопроводы» (актуализированная редакция СНиП 2.05.06-85\*). Также были представлены методы оценки технического состояния МН через ДТР.

Произведено поэтапное описание тектонических разломов, проекта [REDACTED], строительства и обеспечения безопасности переходов магистрального нефтепровода через тектонические разломы. Выявлено, что строительство производилось в сложных сейсмических условиях. Показан масштаб данного объекта, а так же его влияние на развитие [REDACTED]. А исследование [REDACTED] ещё раз доказало, что такие технические решения, как [REDACTED], [REDACTED], [REDACTED] в зоне пересечения разлома.

Анализ данных, полученных при изучении технического состояния переходов МН через ДТР, может быть применен в дальнейшем, как для подобного рода строительно-монтажных работ, так и для предупреждения аварий на трубопроводах, в результате активации тектонических разломов.

В результате выполнения работы были достигнуты поставленные цели и решены сформулированные задачи, показана практическая значимость работы, получены теоретические навыки в технологии строительства и обеспечения безопасности переходов МНП через ДТР.

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	Заключение			
Разраб.		Тишкина Е.В.			Заключение	Лит.	Лист	Листов
Руковод.		Антропова Н.А.					98	116
Консульт.						ТПУ гр. 2БМ5А		
И.о.зав.каф.		Бурков П. В.						

## Список публикаций студента

Тишкина Е. В. Расчет магистрального нефтепровода с разрывом от гидроудара в результате активизации тектонического разлома// Проблемы геологии и освоения недр: труды XXI Международного научного симпозиума студентов и молодых ученых имени академика М. А. Усова «Проблемы геологии и освоения недр», посвященном 130-летию со дня рождения М.И. Кучина, Томск, 2017;

Тишкина Е. В. Анализ технических решений при прокладке магистральных нефтепроводов через зоны активных тектонических разломов // Проблемы геологии и освоения недр: труды XX Международного симпозиума имени академика М.А. Усова студентов и молодых ученых, посвященного 120-летию со дня основания Томского политехнического университета, Томск: Изд-во ТПУ, 2016 - Т. 2 - С. 959-961;

Тишкина Е. В. Повышение безопасности переходов магистрального нефтепровода через тектонические разломы на о. Сахалин [Электронный ресурс] // Проблемы геологии и освоения недр: труды XIX Международного симпозиума имени академика М. А. Усова студентов и молодых ученых, посвященного 70-летию юбилею Победы советского народа над фашистской Германией, Томск: Изд-во ТПУ, 2015 - Т. 2 - С. 515-517. - Режим доступа: <http://portal.tpu.ru/scince/konf/usovma/2015>;

Tishkina, E. Safety enhancement of oil trunk pipeline crossing active faults on Sakhalin Island [Electronic resource] / E. Tishkina, N. A. Antropova, T. V. Korotchenko // IOP Conference Series: Earth and Environmental Science. — 2015. — Vol. 27 : Problems of Geology and Subsurface Development. — [012058, 5 p.]. — Title screen. — Доступ по договору с организацией-держателем ресурса.

					<i>Список публикаций студента</i>			
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>				
<i>Разраб.</i>		Тишкина Е.В.			<i>Список публикаций студента</i>	<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Руковод.</i>		Антропова Н.А.					99	116
<i>Консульт.</i>						<b>ТПУ гр. 2БМ5А</b>		
<i>И.о.зав.каф.</i>		Бурков П. В.						

Режим

доступа: <http://dx.doi.org/10.1088/1755-1315/27/1/012058>

<http://earchive.tpu.ru/handle/11683/19957>

Тишкина Е. В. Расчет нефтесборного коллектора с коррозионным дефектом в программной среде ANSYS // Проблемы геологии и освоения недр: Труды XVIII Международного симпозиума имени академика М.А. Усова студентов и молодых ученых, посвященного 115-летию со дня рождения академика Академии наук СССР, профессора К.И. Сатпаева, 120-летию со дня рождения члена-корреспондента Академии наук СССР, профессора Ф.Н. Шахова, Томск, 7-11 Апреля 2014. - Томск: Изд-во ТПУ, 2014 - Т. 2 - С. 553-555;

					Список публикаций студента	Лист
						100
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

## Список использованных источников

- [1] Решение Проблемного научно-технического совета по теме: «Инновационные технологии сооружения трубопроводных систем на проектах [REDACTED] и [REDACTED]». [Электронный ресурс].– Режим доступа к сайту: [REDACTED]. Дата обращения: 08.04.2015.
- [2] Суцев Т.С. Повышение безопасности магистральных нефтепроводов на участках пересечений с активными тектоническими разломами: Автореферат...дис. канд. техн. наук. – Уфа: 2010. – 26 с.
- [3] Надеин В.А., Иванцов О.М. [REDACTED] // Трубопроводный транспорт. – 2009. – № 3(15). – С. 10–17.
- [4] [REDACTED]  
[REDACTED].  
– 2008. – 51 с.
- [5] [REDACTED]  
[REDACTED]  
[REDACTED] – 2008. – 116 с.
- [6] [REDACTED]  
[REDACTED]  
[REDACTED] – 2007. – 127 с.
- [7] [REDACTED]  
[REDACTED] Дата обращения: 28.05.2015.
- [8] СП 36.13330.2012. Свод правил «Магистральные трубопроводы». Актуализированная редакция СНиП 2.05.06-85\*. – Введ. 2013-07-01.

					Список использованных источников			
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>				
Разраб.		Тишкина Е.В.			Список использованных источников	<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
Руковод.		Антропова Н.А.					101	116
Консульт.						<b>ТПУ гр. 2БМ5А</b>		
И.о.зав каф.		Бурков П. В.						

- [9] Кожурин А.И. Активная геодинамика северо-западного сектора тихоокеанского тектонического пояса: Автореферат, дис. доктор. геолого-минерал. наук. – Москва: 2013. – 47 с.
- [10] Учебное пособие по расчету ущерба окружающей природной среде при авариях на нефтепроводах с использованием программного продукта «Аварии на нефтепроводах». Фомина Е.Е.– М.: РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина, 2009. – 56 с.
- [11] РД 153-39.4-114-01 «Правила ликвидации аварий и повреждений на магистральных нефтепроводах. – Введ. 2002-02-20. – М.: Госгортехнадзор, 2001.
- [12] Справочно-энциклопедический ресурс «Во что превратится поверхность планеты в будущем» [Электронный ресурс].– Режим доступа к сайту: <http://www.km.ru/science-tech/2013/09/17/issledovaniya-rossiiskikh-i-zarubezhnykh-uchenykh/720744-vo-cto-prevratitsy>. Дата обращения: 02.12. 2014.
- [13] Рихтер Ч.Ф. Элементарная сейсмология // М.: Издательство иностранной литературы, 1963. — 671с.
- [14] СНиП II-7-81\*. Строительство в сейсмических районах. – Введ. 1982-01-01. – М.: Госстрой СССР, 1987.
- [15] Лободенко И.Ю. Голоценовые тектонические нарушения в зонах Хоккайдо-Сахалинского и Центрально-Сахалинского разломов: Автореферат...дис. канд. г-м. наук. – Москва: 2013. – 23 с.
- [16] ВСН 2-137-81. Инструкция по проектированию магистральных трубопроводов в сейсмических районах. – Введ. 1982-07-01. – М.: Миннефтегазстрой, 1981.
- [17] М. Х. Султанов, А. Л. Шурайц, Д. И. Егоров «Методы оценки технического состояния трубопровода по характеристике безопасности».
- [18] Тугунов П. И. Новоселов В. Ф. «Типовые расчеты при проектировании и эксплуатации нефтебаз и нефтепроводов», 2002 г.

					Список использованных источников	Лист
						102
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

- [19] Волков Д. П. «Строительные машины и средства малой механизации: Учебник для сред. проф. образования» / Д. П. Волков, В. Я. Крикун. — М.: Мастерство, 2002. — 480 с. ISBN 5-294-00120-9.
- [20] Интернет магазин строительных и отделочных материалов. Электронный ресурс: <http://tomsksnab.ru>.
- [21] Магазин строительных и отделочных материалов. Электронный ресурс: <http://www.bsk2000.ru/catalog/pesok-keramzit-graviy-pgs-pshs-sheben/>;
- [22] Обеспечение строительных технологий. Электронный ресурс: <http://www.ost-m.ru/>.
- [23] СН 452-73 «Нормы отвода земель для магистральных трубопроводов»;
- [24] Методические рекомендации по проектированию и проверке технически обоснованных норм времени расчетно-аналитическим методом в дорожном хозяйстве. Электронный ресурс: [https://znaytovar.ru/gost/2/Metodicheskie\\_rekomendaciiMeto18.html](https://znaytovar.ru/gost/2/Metodicheskie_rekomendaciiMeto18.html).
- [25] Приказ Министерства труда России от 30.12.2016 N 851н «Об утверждении Классификации видов экономической деятельности по классам профессионального риска».
- [26] СН 2.2.4/2.1.8.562-96. Санитарные нормы «Шум на рабочих местах, в помещениях жилых, общественных зданий и на территории жилой застройки», (утв. постановлением Госкомсанэпиднадзора РФ от 31 октября 1996 г. N 36).
- [27] ГН 2.2.5.686-98. Гигиенические нормативы «Предельно допустимые концентрации (ПДК) вредных веществ в воздухе рабочей зоны».
- [28] ГОСТ Р 12.3.047-98 ССБТ. Пожарная безопасность технологических процессов. Общие требования. Методы контроля.
- [29] ГОСТ Р 12.3.047-2012. Национальный стандарт РФ "Система стандартов безопасности труда. Пожарная безопасность технологических процессов. Общие требования. Методы контроля" (утв. Приказом Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии от 27 декабря 2012 г. N 1971-ст).

					Список использованных источников	Лист
						103
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

- [30] ГОСТ 12.1.005-88 ССБТ. Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны.
- [31] ТОИ Р-112-31-96. Типовая инструкция по охране труда для машиниста экскаватора (утв. Приказом Министерства топлива и энергетики Российской Федерации N 141 от 14 июня 1996 г.).
- [32] Трубопроводный транспорт нефти/ С.М. Вайншток, В.В. Новоселов, А.Д. Прохоров, А.М. Шаммазов и др.; Под редакцией С.М. Вайнштока: Учеб. Для вузов: В 2 т. – М.: ООО «Недра-Бизнесцентр», 2004. – Т. 2. – 621 с.: ил. ISBN 5-8365-0175-0.
- [33] В. В. Алешин, В. Е. Селезнев и др. «Численный анализ прочности подземных трубопроводов» / Под редакцией В. В. Алешина и В. Е. Селезнева, – М.: Едиториал УРСС, 2003. 320 с.

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

# ПРИЛОЖЕНИЕ А

## Раздел 3

### DESCRIPTION OF THE PROJECT

## Раздел 5

### ANALYSIS OF TECHNICAL CONDITION OF MAIN OIL PIPELINE CROSSING THE EXISTING FAULTS

Студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ5А	Тишкина Екатерина Владимировна		13.05.2017

Консультант – лингвист кафедры ИЯПР:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
доцент	Коротченко Татьяна Валериевна	к.ф.н., доцент		13.05.2017

					Иностранная часть	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		106

### 3. DESCRIPTION OF THE PROJECT [REDACTED]

#### 3.1 General

[REDACTED] ([REDACTED]) is  
[REDACTED]  
[REDACTED] [REDACTED]  
[REDACTED].

[REDACTED]  
[REDACTED]  
[REDACTED]  
[REDACTED].

[REDACTED]  
[REDACTED]  
[REDACTED].

The company's major assets include (figure 4):

- [REDACTED]  
[REDACTED];
- [REDACTED];
- [REDACTED];
- [REDACTED];
- [REDACTED];
- [REDACTED];
- [REDACTED]  
[REDACTED]  
[REDACTED].

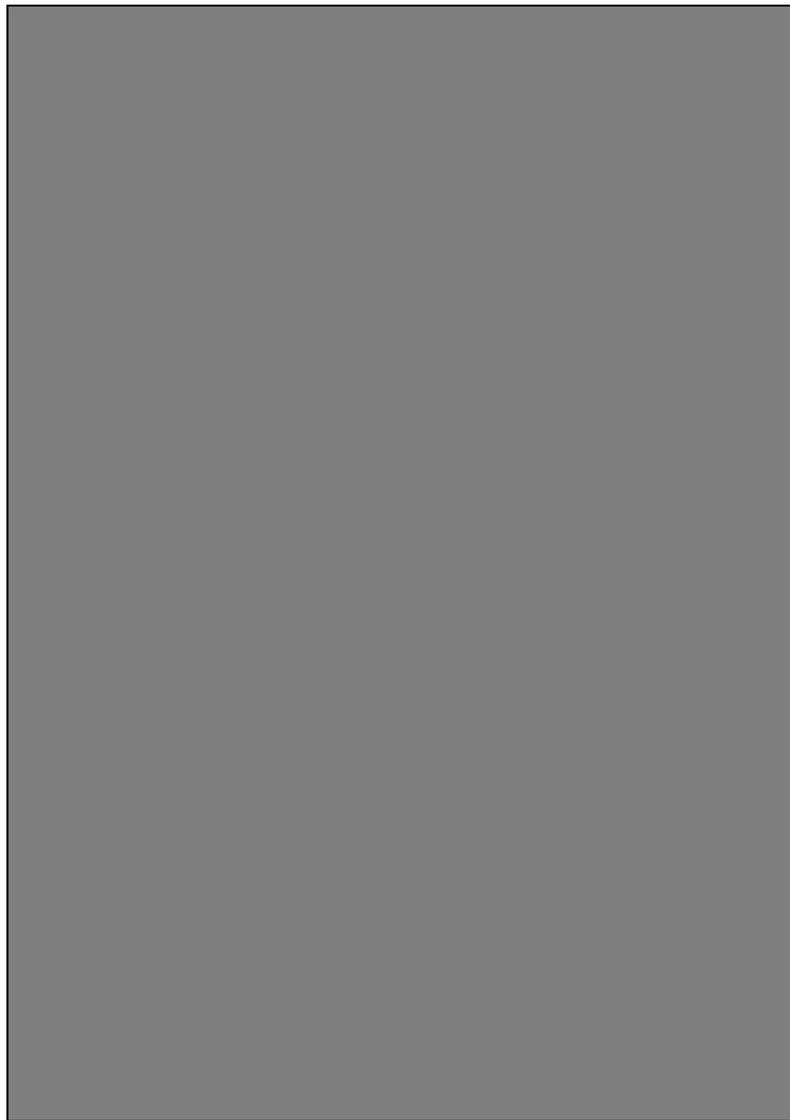


Figure 4 – Infrastructure of the [REDACTED]

3.2 [REDACTED]

[REDACTED]

[REDACTED]

[REDACTED].

[REDACTED]

## 5. ANALYSIS OF TECHNICAL CONDITION OF THE MAIN OIL PIPELINE CROSSING THE EXISTING FAULTS

### 5.1 Methods to assess the technical of MOP crossing tectonic faults

Evaluation of the technical condition of the pipeline systems is a priority not only for the professional designers, but also for professionals involved in exploitation, because its main purpose is to ensure the reliability and safety of pipelines. This is achieved by anticipating the design phase with the introduction of standards of reliability and assessment of the status of input and regular monitoring during the operation.

Prediction and assessment also makes it possible to move to a new, more rational and progressive principle of operation with due regard to the technical condition evaluated on the schedule basis in the process of operation. Based on the evaluation of pipeline system state, it is possible to predict the life time of the system

to the desired (specified) time interval, i.e. methods of assessing the technical condition (methods of control) represent a set of rules for control assurance.

The methods to assess the technical state of a pipeline are divided:

- at the initial stage: experimental analysis and evaluation of “pipe-soil” model based on the finite element analysis using the software ANSYS, in the case of activation of tectonic fault.
- During the operational phase of the pipeline:
  - the evaluation of geometrical parameters (control of longitude and angular dimensions, pipe roughness, shape, etc.);
  - the special monitoring (evaluation), involving leakage control, lack of internal defects using nondestructive methods, startup, pigging, etc.;
  - the evaluation of the functional parameters, i.e. the operability of the instrumentation, systems, and devices in various conditions;
  - visual inspection - to assess the appearance of the object, which can be used to inspect a definite pipeline section that crosses the fault in order to find out any visible pipeline defects.

## 5.2 Factors of seismic danger

The most important factors of seismic hazard that affect the mechanical integrity of pipelines are the movement of the reverse faults/resets slope instability (landslides), liquefaction of soil, propagation of seismic waves and ground shaking.

Horizontal movements along the faults - the layers of soil are formed of vents along strike. When this occurs, the pipeline is bent in the transverse direction. Vertical reverse faults/vents cause movement across the fault. The pipeline experiences a longitudinal tension/compression.

					<i>Иностранная часть</i>	<i>Лист</i>
						109
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		

Thus, the oil pipelines, which cross fault zones must be able to withstand bending deformation and the longitudinal deformation associated with the displacement of the ground surface (figure 5)

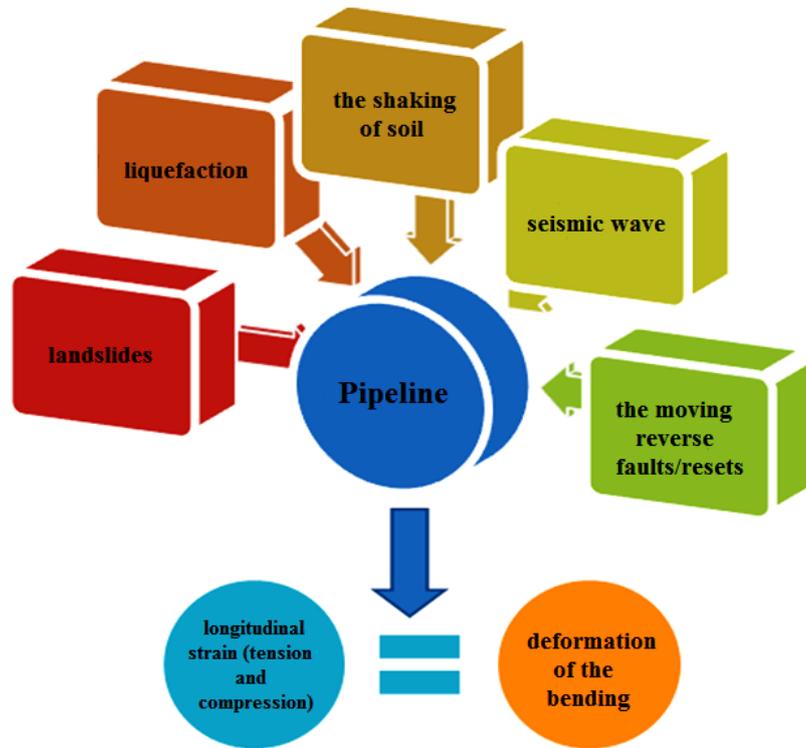


Figure 5 – Factors of seismic danger

### 5.3 Tectonic faults of [REDACTED]

The tectonic faults of Sakhalin Island are [REDACTED]

[REDACTED]. They are as follows:

- [REDACTED]
- [REDACTED]
- [REDACTED]:
- [REDACTED];
- [REDACTED].
- [REDACTED]
- [REDACTED]
- [REDACTED]:
- [REDACTED]
- [REDACTED];

— [REDACTED]

[REDACTED].

[REDACTED]

[REDACTED]

[REDACTED]

[REDACTED]

[REDACTED]

[REDACTED].

— [REDACTED].

[REDACTED]

[REDACTED]

[REDACTED]

[REDACTED]

[REDACTED]

[REDACTED].

— [REDACTED]

[REDACTED].

— [REDACTED]

[REDACTED].

[REDACTED]

[REDACTED]

[REDACTED]

[REDACTED]

[REDACTED]

[REDACTED]

[REDACTED].

— [REDACTED]

[REDACTED]

[REDACTED].

— [REDACTED]  
[REDACTED]  
[REDACTED]  
[REDACTED].

[REDACTED]  
[REDACTED]  
[REDACTED]  
[REDACTED]  
[REDACTED].

**Active faults**

The disputes concerning the activity of a fault are based on the time of activity duration. Faults are usually considered active if the progress on them has happened at least 1 time over the last 10 to 11 thousand years, but the fault may also be considered active even if the motion occurred during the last 500 thousand years.

Thus, it is possible to state that an active fault is a seismogenic fault that is experiencing the upgrade for the period of time when it may present a danger to society.

Also tectonic faults are divided into:

— [REDACTED]  
[REDACTED]  
[REDACTED]  
[REDACTED]  
[REDACTED]  
[REDACTED]  
[REDACTED].

— [REDACTED]  
[REDACTED]  
[REDACTED]  
[REDACTED]

[Redacted text]

– [Redacted text].

### 5.4 The concept of fault crossing

If possible, the pipeline should be oriented

[Redacted text]

[Redacted text]

[Redacted text].

[Redacted text]

[Redacted text]

[Redacted text].

[Redacted text]

[Redacted text] in figure 6.

a)



b)

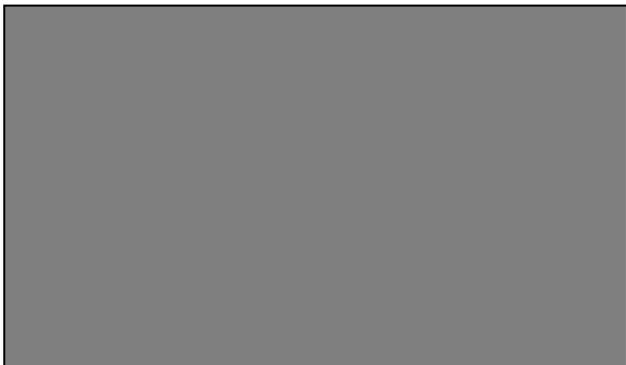


Figure 6 – [Redacted text]

[Redacted text]

[Redacted text] (fig. a) [Redacted text]

(fig. b)

1) [redacted]  
[redacted];

2) [redacted]  
[redacted];

4) [redacted]  
[redacted].

3) [redacted]  
[redacted].

[redacted]:  
— [redacted]

[redacted]  
[redacted].

— [redacted]  
[redacted].

— [redacted].  
— [redacted].

[redacted]  
[redacted]:

— [redacted]  
[redacted]

[redacted].  
— [redacted]

[redacted].

### 5.5 The concept of special trenches for crossing tectonic faults

The trench concepts are based on the principle that, when the fault moves, the pipeline shall be capable to absorb movements without developing excessive deformations. This means that during the movement of the fault, the pipeline should

					Иностранная часть	Лист
						114
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

be able to absorb these shifts, moving without excessive deformation and therefore without compromising the structural integrity of the pipe.

In order to achieve this, the material around the pipe in the trench, should be easy to shrink, thus minimizing frictional interaction around the pipe. To assert that the behavior of the pipeline corresponds to the results of the analysis of the stress state, special trench does not have to freeze as ice leads to a change in the mechanical properties of the backfill material. In addition, cyclic freezing and thawing can lead to undesirable deformation of the pipe or the formation of local stresses.

To avoid freezing, two important factors will be controlled:

- absence of water (controlled with the construction of dry trenches);
- thermal equilibrium (controlled with the installation of insulating slabs over the pipelines, inside the trench).

The first factor will be monitored through the construction of dry trenches; the second by installing insulation boards on top of the pipes and inside the trench.

The purpose of the special trenches is to ensure the safety of the pipeline in case of the design earthquake. The geometry of the trench and the type of backfill material is chosen in accordance with the results of stress analysis. To narrow down the types and sizes of special trenches for each crossing through a tectonic fault, the trenches of two geometric forms (narrow trenches and advanced trenches) will be applied.

There are two possible solutions concerning backfill material:

- backfilling with clean sand;
- lightweight material for backfill.

The geometry of the trench and backfill material were determined in accordance with possible pipeline displacements in a case of the earthquake. In general, the backfill material of the trench will consist of sand; lightweight material backfill will be used only where a project condition provides a high deformation of pipeline that is incompatible with the strength of sandy material. In principle, the concept of the trench can be applied to all oil and gas pipeline crossings through tectonic faults.

					<i>Иностранная часть</i>	<i>Лист</i>
						115
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		

### Functional characteristics of the special trenches

In order to avoid the presence of water in the pipelines trenches, the following three solutions are proposed regarding hydro-geological and morphological conditions at each fault crossing:

- Draining trenches (filled with sand or Light Backfill Material (LBM)).
- Waterproof trenches (filled with sand or LBM) (figure 11).
- Waterproof trenches on embankment (filled with LBM) (figure 12).



Figure 11 – Diagram of the waterproof trench



Figure 12 – Diagram of the waterproof trenches on embankment

The main task of the construction of a special system for drainage trenches (drainage ditches) is the release and dispersion of the water collected in trenches during cold months, when the ground freezes as a result of frost.

The presence of watertight layers of soil along the pipelines ' route makes it impossible to discharge drainage water underground in the cold months of the year, so the concept of drainage ditches should not considered. Waterproof trench on embankments can be used in cases when it is not possible to discharge water collected along a special tranches due to topographic and morphological features.

					Иностранная часть	Лист
						116
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		