

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

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

### БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

Тема работы
«Разработка комплекса мероприятий по повышению эффективности эксплуатации нефтепроводов в условиях многолетнемерзлых грунтов»

УДК 622.692.4.053:551.345

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б8А	Батухтин Александр Андреевич		06.06.2022

Руководитель

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
доцент ОНД	Саруев А.Л.	К.Т.Н.		06.06.2022

### КОНСУЛЬТАНТЫ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
доцент ОСГН	Креницына З.В.,	К.Т.Н.		20.05.2022

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель ООД	Гуляев М.В.	—		31.05.2022

### ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

Руководитель ООП	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
ОНД ИШПР	Брусник О.В.	К.П.Н.		06.06.2022

## РЕЗУЛЬТАТЫ ОБУЧЕНИЯ

По основной образовательной программе подготовки бакалавров

По направлению 21.03.01 «Нефтегазовое дело»

Код	Результат освоения ООП	Требования ФГОС ВО, СУОС, критериев АИОР, и/или заинтересованных сторон
Р1	Применять базовые естественнонаучные, социально-экономические, правовые и специальные знания в области нефтегазового дела, самостоятельно учиться и непрерывно повышать квалификацию в течение всего периода профессиональной деятельности	<i>Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (УК (У)-1, УК(У)-2, УК(У)-3, УК(У)-6, УК(У)-7, ОПК(У)-1, ОПК(У)-2)</i>
Р2	Решать профессиональные инженерные задачи на основе информационной и библиографической культуры с применением информационно-коммуникационных технологий и с учетом основных требований информационной безопасности	<i>Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (УК(У)-4, УК(У)-5, УК(У)-8, ОПК(У)-5, ОПК(У)-6)</i>
Р3	Осуществлять и корректировать технологические процессы при эксплуатации и обслуживании оборудования нефтегазовых объектов	<i>Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (ПК(У)-1, ПК(У)-2, ПК(У)-3, ПК(У)-6, ПК(У)-7, ПК(У)-8, ПК(У)-10, ПК(У)-11)</i>
Р4	Выполнять работы по контролю промышленной безопасности при проведении технологических процессов нефтегазового производства и применять принципы рационального использования природных ресурсов а также защиты окружающей среды в нефтегазовом производстве	<i>Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (ПК(У)-4, ПК(У)-5, ПК(У)-9 ПК(У)-12, ПК(У)-13, ПК(У)-14, ПК(У)-15)</i>
Р5	Получать, систематизировать необходимые данные и проводить эксперименты с использованием современных методов моделирования и компьютерных технологий для решения расчетно-аналитических задач в области нефтегазового дела	<i>Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (ОПК(У)-4, ПК (У)-23, ПК (У)-24)</i>
Р6	Использовать стандартные программные средства для составления проектной и рабочей и технологической документации в области нефтегазового дела	<i>Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (УК(У)-2, ОПК(У)-3, ОПК(У)-5, ОПК(У)-6, ПК(У)-25, ПК(У)-26)</i>
Р7	Применять диагностическое оборудование для проведения технического диагностирования объектов ЛЧМГ и ЛЧМН	<i>Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (ОПК(У)-4, ОПК(У)-5, ПК(У)-9, ПК(У)-14), требования профессионального стандарта 19.016 "Специалист по диагностике линейной части магистральных газопроводов".</i>
Р8	Выявлять неисправности трубопроводной арматуры, камер пуска и приема внутритрубных устройств, другого оборудования, установленного на ЛЧМГ и ЛЧМН.	<i>Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (ОПК(У)-5, ОПК(У)-6, ПК(У)-9, ПК(У)-11), требования профессионального стандарта 19.010 "Специалист по транспортировке по трубопроводам газа".</i>

Код	Результат освоения ООП	Требования ФГОС ВО, СУОС, критериев АИОР, и/или заинтересованных сторон
Р9	Владеть методами и средствами для выполнения работ по техническому обслуживанию, ремонту, диагностическому обследованию оборудования, установок и систем НППС.	<i>Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (ОПК(У)-6, ОПК(У)-7, ПК(У)-4, ПК(У)-7, ПК(У)-13), требования профессионального стандарта 19.055" Специалист по эксплуатации нефтепродуктоперекачивающей станции магистрального трубопровода нефти и нефтепродуктов ".</i>

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

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

УТВЕРЖДАЮ:  
 Руководитель ООП ОНД ИШПР  
Брусник О.В.  
 (Подпись) (Дата) (Ф.И.О.)

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

В форме:

бакалаврской работы
---------------------

Студенту:

Группа	ФИО
2Б7А	Батухтин Александр Андреевич

Тема работы:

<b>«Разработка комплекса мероприятий по повышению эффективности эксплуатации нефтепроводов в условиях многолетнемерзлых грунтов»</b>	
Утверждена приказом директора (дата, номер)	08.02.2022 г. № 39-43с

Срок сдачи студентом выполненной работы:	06.06.2022 г.
--	---------------

**ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:**

<b>Исходные данные к работе</b>	Объектом исследования является участок магистрального нефтепровода в условиях Крайнего Севера. Режим работы непрерывный. Объект относится к технологическим сооружениям повышенной опасности, требующих особых условий эксплуатации.
<b>Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов</b>	Провести обзор основных нормативных документов и литературных источников; Рассмотреть методы защиты магистральных нефтепроводов от воздействия опасных геокриологических процессов в условиях распространения многолетнемерзлых грунтов. Выбор наиболее актуальных технических решений по обеспечению повышения надежности магистральных нефтепроводов.

	Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение. Социальная ответственность.
<b>Перечень графического материала</b>	1. Схемы воздействия геокриологических процессов на нефтепровод
<b>Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы</b>	
<b>Раздел</b>	<b>Консультант</b>
«Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»	Криницына З.В., доцент ОСГН
«Социальная ответственность»	Гуляев М.В., старший преподаватель ООД
<b>Названия разделов, которые должны быть написаны на русском и иностранном языках:</b> реферат	

<b>Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику</b>	10.02.2022
---	------------

**Задание выдал руководитель:**

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ОНД	Саруев Алексей Львович	к.т.н		10.02.2022

**Задание принял к исполнению студент:**

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б8А	Батухтин Александр Андреевич		10.02.2022

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

Студенту:

<b>Группа</b>	<b>ФИО</b>
2Б8А	Батухтин Александр Андреевич

<b>Школа</b>	<b>ИШПР</b>	<b>Отделение школы (НОЦ)</b>	<b>ОНД</b>
Уровень образования	бакалавриат	Направление/специальность	21.03.01 «Нефтегазовое дело» профиль «Эксплуатация и обслуживание объектов транспорта и хранения нефти, газа и продуктов переработки»

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

1. <i>Стоимость ресурсов научного исследования (НИ): материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих</i>	<i>Стоимость выполняемых работ, материальных ресурсов, согласно применяемой техники и технологии, в соответствии с рыночными ценами.</i>
2. <i>Нормы и нормативы расходования ресурсов</i>	<i>Районный коэффициент – 1,3 Накладные расходы – 16%</i>
3. <i>Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования</i>	<i>Налоговый кодекс РФ.</i>

**Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:**

1. <i>Оценка коммерческого потенциала, перспективности и альтернатив проведения НИ с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения</i>	1. <i>Анализ потенциальных потребителей результатов исследования;</i> 2. <i>Анализ конкурентных технических решений;</i> 3. <i>SWOT-анализ</i>
2. <i>Планирование и формирование бюджета научных исследований</i>	1. <i>Планирование и выделение этапов проекта.</i> 2. <i>Составление календарного плана проекта.</i> 3. <i>Формирование бюджета НИ.</i>
3. <i>Определение ресурсной (ресурсосберегающей), финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности исследования</i>	1. <i>Определение ресурсной (ресурсосберегающей), финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности исследования</i>

**Перечень графического материала (с точным указанием обязательных чертежей):**

1. <i>SWOT – анализ</i> 2. <i>Линейный график выполнения работ</i>
---

<b>Дата выдачи задания для раздела по линейному графику</b>	14.02.2022
---	------------

**Задание выдал консультант:**

<b>Должность</b>	<b>ФИО</b>	<b>Ученая степень, звание</b>	<b>Подпись</b>	<b>Дата</b>
доцент ОСГН ШБИП ТПУ	Креницына З.В.	к.т.н.		14.02.2022

**Задание принял к исполнению студент:**

<b>Группа</b>	<b>ФИО</b>	<b>Подпись</b>	<b>Дата</b>
2Б8А	Батухтин Александр Андреевич		14.02.2022

## ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»

Студенту:

Группа 2Б8А		ФИО Батухтин Александр Андреевич	
Школа	Инженерная школа природных ресурсов	Отделение (НОЦ)	Отделение нефтегазового дела
Уровень образования	Бакалавриат	Направление/специальность	21.03.01 «Нефтегазовое дело» профиль «Эксплуатация и обслуживание объектов транспорта и хранения нефти, газа и продуктов переработки»

Тема ВКР:

<b>Разработка комплекса мероприятий по повышению эффективности эксплуатации нефтепроводов в условиях многолетнемерзлых грунтов</b>	
<b>Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:</b>	
<b>Введение</b>	Объектом исследования данной работы является магистральный нефтепровод, проложенный в условиях многолетней мерзлоты.
Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:	
<b>1. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности при эксплуатации</b>	<ol style="list-style-type: none"> <li>1. Трудовой кодекс Российской Федерации" от 30.12.2001 N 197-ФЗ (ред. от 25.02.2022).</li> <li>2. Федеральный закон «О специальной оценке условий труда» от 28.12.2013 №426-ФЗ.</li> <li>3. ГОСТ 12.0.004-2015 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Организация обучения безопасности труда. Общие положения (с Поправкой).</li> <li>4. ГОСТ 12.2.061- 81 Система стандартов безопасности труда. Оборудование производственное. Общие требования безопасности к рабочим местам.</li> </ol>
<b>2. Производственная безопасность при эксплуатации</b>	<p>Анализ потенциальных вредных факторов:</p> <ol style="list-style-type: none"> <li>1. Повышенный уровень шума;</li> <li>2. Повышенный уровень вибрации;</li> <li>3. Отсутствие или недостаток необходимого естественного и искусственного освещения;</li> <li>4. Производственные факторы, связанные с чрезмерным загрязнением воздушной среды в зоне дыхания;</li> <li>5. Производственные факторы, связанные с аномальными микроклиматическими параметрами воздушной среды на местонахождении работающего;</li> </ol> <p>Анализ потенциальных опасных факторов:</p> <ol style="list-style-type: none"> <li>1. Производственные факторы, связанные с электрическим током, вызываемым разницей электрических потенциалов, под действие которого попадает работающий, включая действие молнии;</li> <li>2. Движущиеся машины и механизмы производственного оборудования;</li> <li>3. Производственные факторы физической природы действия, обусловленные свойствами химических веществ воспламеняться, гореть, тлеть, взрываться.</li> </ol> <p>Средства коллективной и индивидуальной защиты:</p> <ol style="list-style-type: none"> <li>1. Специальная одежда, обувь;</li> <li>2. Газоанализатор-сигнализатор;</li> <li>3. Рукавицы, перчатки;</li> <li>4. Респираторы;</li> <li>5. Наушники;</li> <li>6. Глушители шума;</li> <li>7. Оградительные устройства.</li> </ol>

<b>3. Экологическая безопасность при эксплуатации</b>	Воздействие на литосферу: загрязнение почвенно-растительного покрова отходами, при эксплуатации нефтепровода, нарушение микрорельефа. Воздействие на гидросферу: загрязнение поверхностных водных источников и подземных вод. Воздействие на атмосферу: загрязнение атмосферного воздуха из-за негерметичности оборудования.	
<b>4. Безопасность в чрезвычайных ситуациях при эксплуатации</b>	Возможные ЧС: Лесные пожары, паводковые наводнения, ураганы, метели, низкие температуры, взрывы, аварийные разливы нефти. Наиболее типичная ЧС: аварийные разливы нефти.	
<b>Дата выдачи задания для раздела по линейному графику</b>		<b>12.02.2022</b>

**Задание выдал консультант:**

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель ООД	Гуляев Милий Всеволодович	-		12.02.2022

**Задание принял к исполнению студент:**

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б8А	Батухтин Александр Андреевич		12.02.2022



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

Инженерная школа природных ресурсов (ИШПР)  
 Направление подготовки (специальность) 21.03.01 «Нефтегазовое дело»  
 Профиль «Эксплуатация и обслуживание объектов транспорта и хранения нефти, газа и продуктов переработки»  
 Уровень образования бакалавриат  
 Отделение нефтегазового дела  
 Период выполнения (осенний / весенний семестр 2021/2022 учебного года)

Форма представления работы:

бакалаврская работа

**КАЛЕНДАРНЫЙ РЕЙТИНГ-ПЛАН  
 выполнения выпускной квалификационной работы**

Срок сдачи студентом выполненной работы:

Дата контроля	Название раздела (модуля) / вид работы (исследования)	Максимальный балл раздела (модуля)
28.01.2022	<i>Введение</i>	5
26.02.2022	<i>Обзор литературы</i>	20
08.03.2022	<i>Характеристика объекта исследования</i>	5
24.03.2022	<i>Теоретические основы технологических расчетов на прочность</i>	15
29.04.2022	<i>Выбор оптимальной технологии повышения эффективности транспортировки битуминозной нефти</i>	20
14.05.2022	<i>Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение</i>	10
31.05.2022	<i>Социальная ответственность</i>	10
04.06.2022	<i>Заключение</i>	5
20.06.2022	<i>Презентация</i>	10
	<i>Итого</i>	100

Составил преподаватель:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
доцент ОНД	Саруев А.Л.	к.т.н.		06.06.2022

**СОГЛАСОВАНО:**

Руководитель ООП	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
доцент ОНД	Брусник О.В.	к.п.н.		06.06.2022

## Определения, обозначения, сокращения, нормативные ссылки

### Определения:

*Магистральный нефтепровод:* Инженерное сооружение, состоящее из подземных, подводных, наземных и надземных трубопроводов и связанных с ними насосных станций, хранилищ нефти и других технологических объектов, обеспечивающих транспортировку, приемку, сдачу нефти потребителям.

*Многолетнемерзлый грунт:* Грунт, находящийся в мерзлом состоянии постоянного в течение трех и более лет.

*Морозное пучение:* Процесс увеличения объема и деформирования дисперсных грунтов при промерзании.

*Термостабилизация:* Комплекс тепломелиоративных мероприятий, направленных на обеспечение стабильного устойчивого теплового состояния грунтов.

*Теплоизоляция:* Общий термин, применяемый для описания процесса уменьшения теплопереноса через систему или для описания изделия, элементов системы, которые выполняют эту функцию.

*Пенополиуретан:* Жесткий или полужесткий теплоизоляционный материал на основе полиуретана с закрытой, в основном ячеистой структурой.

*Полиизоцианурат:* Жесткий теплоизоляционным материал с закрытой, в основном ячеистой структурой, полученный на основе полимеров изоциануратного типа.

*Участок трубопровода:* Прилагаемая сила, воздействующая на площадь, Часть трубопровода, определяемая указанными границами (км, ПК, технологические узлы и т.п.).

					Разработка комплекса мероприятий по повышению эффективности эксплуатации нефтепроводов в условиях многолетнемерзлых грунтов		
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>			
<i>Разраб.</i>		Батухтин А.А.		06.06			
<i>Руковод.</i>		Саруев А.Л.		06.06		1	100
<i>Рук-ль ООП</i>		Брусник О.В.		06.06	Определения, обозначения, сокращения, нормативные ссылки  Отделение нефтегазового дела Группа 2Б8А		

*Нормативный документ:* Документ, устанавливающий правила, общие принципы или характеристики, касающиеся различных видов деятельности или их результатов.

***Условные обозначения:***

$\mu$  – Переменный коэффициент поперечной деформации стали (Коэффициент Пуассона);

$\rho$  - минимальный допустимый радиус упругого изгиба, м;

$[\sigma]_в$  - временное сопротивление стали, МПа;

$[\sigma]_{тек}$  - временное сопротивление текучести, МПа;

$m$  – коэффициент условий работы;

$K_1$  – коэффициент надежности по материалу;

$K_H$  – коэффициент надежности по ответственности трубопровода;

$n$  – коэффициент надежности по нагрузке – внутреннему давлению;

$E$  – переменный параметр упругости (Модуль Юнга), МПа;

$\alpha$  – коэффициент линейного расширения металла,  $^{\circ}C^{-1}$ ;

$t_0$  – длина турбулентного участка,  $^{\circ}C$ ;

$t_{зам}$  – объемный расход,  $^{\circ}C$ ;

$\rho_H$  – плотность перекачиваемого продукта,  $t/m^3$ ;

$n_{се}$  - коэффициент надежности по нагрузкам от действия собственного веса при расчете на продольную устойчивость и устойчивость положения;

$h_0$  - глубина заложения трубопровода до верхней образующей, м;

***Сокращения:***

МН – Магистральный нефтепровод;

ММГ – многолетнемерзлый грунт;

СОУ – сезонно-охлаждающие устройства;

ПИР – пенополиуретан;

ПУР – пенополиизоцианурат;

					<b>Определения, обозначения, сокращения, нормативные ссылки</b>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		2

СИЗ – средства индивидуальной защиты;

НП – нефтепровод;

НТД – нормативно-техническая документация;

ЧС – чрезвычайная ситуация.

***Нормативные ссылки:***

ГОСТ 12.1.004-91 ССБТ. Пожарная безопасность. Общие требования.

ГОСТ 12.1.010-76 ССБТ. Взрывобезопасность. Общие требования.

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

ГОСТ 17.4.3.04-85. Охрана природы. Почвы. Общие требования к контролю и охране от загрязнения.

ГОСТ 25100-2011. Грунты. Классификация.

ГОСТ 34182-2017. Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов. Эксплуатация и техническое обслуживание. Основные положения.

ГОСТ Р 12.1.019-2009 ССБТ. Электробезопасность. Общие требования и номенклатура видов защиты.

ГОСТ Р 51858-2002. Нефть. Общие технические условия.

Трудовой кодекс Российской Федерации от 30.12.2001 N 197-ФЗ. Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Работы электросварочные. Требования безопасности.

СНиП 31-03-2003. Тепловая изоляция оборудования и трубопроводов.

СП 36.13330.2012. Магистральные трубопроводы.

					Определения, обозначения, сокращения, нормативные ссылки	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		3

## Реферат

Выпускная квалификационная работа состоит из 98 страниц, 20 рисунков, 28 таблиц, 36 источников литературы.

*Ключевые слова:* магистральный нефтепровод, теплоизоляция, многолетнемерзлый грунт.

*Объект исследования:* магистральные нефтепроводы, проложенные в условиях многолетнемерзлых грунтов.

*Цель работы:* Разработка мероприятий для повышения эффективности магистральных нефтепроводов в условиях многолетнемерзлых грунтов.

*В процессе работы* была изучена нормативно-техническая литература по вопросам особенностей эксплуатации магистральных нефтепроводов, в т.ч. воздействие геокриологических процессов на трубопровод, изучены мероприятия по повышению эффективности эксплуатации нефтепровода, определена толщина теплоизоляционного слоя на магистральном нефтепроводе для двух материалов ПУР и ПИР.

Для проведения расчетов использована методика, описанная в СП 61.13330.2012 «Тепловая изоляция оборудования и трубопроводов. Актуализированная редакция СНиП 41-03-2003».

*В результате исследования:* проведён анализ мероприятий по транспортировке нефти, в многолетнемерзлых грунтах, предложен новый теплоизоляционный материал. Проведен сравнительный анализ нескольких видов теплоизоляции.

*Область применения:* магистральные нефтепроводы, проложенные в условиях многолетнемерзлых грунтов.

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	Разработка комплекса мероприятий по повышению эффективности эксплуатации нефтепроводов в условиях многолетнемерзлых грунтов		
Разраб.		Батухтин А.А.		06.06	Лит.	Лист	Листов
Руковод.		Саруев А.Л.		06.06		4	100
Рук-ль ООП		Брусник О.В.		06.06	Отделение нефтегазового дела Группа 2Б8А		



## Оглавление

<b>ВВЕДЕНИЕ .....</b>	<b>9</b>
<b>ГЛАВА 1. ОСНОВНЫЕ ОСОБЕННОСТИ И ХАРАКТЕР МНОГОЛЕТНЕМЕРЗЛЫХ ГРУНТОВ .....</b>	<b>11</b>
1.1 Многолетнемерзлые грунты .....	11
1.2 География распространения многолетнемерзлых грунтов в РФ .....	12
1.3 Строение толщи многолетнемерзлого грунта .....	13
1.4 Физические свойства.....	15
1.5 Процессы, происходящие в многолетнемерзлых грунтах .....	15
1.5.1 Термокарстовые явления .....	16
1.5.2 Солифлюкционные явления .....	17
1.5.3 Морозные пучения .....	18
1.5.4 Наледи.....	20
1.6 Выводы по главе.....	21
<b>ГЛАВА 2. КОМПЛЕКС МЕРОПРИЯТИЙ ПО ПОВЫШЕНИЮ ЭФФЕКТИВНОСТИ ЭКСПЛУАТАЦИИ В УСЛОВИЯХ МНОГОЛЕТНЕМЕРЗЛЫХ ГРУНТОВ .....</b>	<b>22</b>
2.1 Способы борьбы с воздействием нефтепровода на многолетнемерзлый грунт.....	22
2.2 Применение термостабилизаторов.....	22
2.3 Установка специальных опор .....	25
2.4 Теплоизоляция нефтепровода.....	27
2.5 Теплоизоляция нефтепровода на основе полиизоцианурата .....	29
2.6 Выводы по главе.....	32
<b>ГЛАВА 3. ХАРАКТЕРИСТИКА ОБЪЕКТА ИССЛЕДОВАНИЯ .....</b>	<b>34</b>
3.1 Характеристика участка нефтепровода.....	34
3.2 Характеристика трубопровода .....	35
<b>ГЛАВА 4. РАСЧЕТНАЯ ЧАСТЬ.....</b>	<b>37</b>
4.1 Общие данные .....	37

					Разработка комплекса мероприятий по повышению эффективности эксплуатации нефтепроводов в условиях многолетнемерзлых грунтов		
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>			
Разраб.		Батухтин А.А.		06.06	Лит.	Лист	Листов
Руковод		Саруев А.Л.		06.06	6	100	
Рук-ль ООП		Брусник О.В.		06.06	Отделение нефтегазового дела Группа 2Б8А		
					Оглавление		

4.2	Определение толщины стенки труб .....	38
4.3	Проверка трубопровода на прочность и недопустимость пластических деформаций .....	49
4.4	Расчет условий прочности трубопровода на предотвращение недопустимых пластических деформаций выполняются .....	46
4.5	Расчет толщины теплоизоляционного слоя .....	51
<b>ГЛАВА 5. ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ, РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ .....</b>		<b>64</b>
5.1	Введение .....	64
5.2	Оценка коммерческого потенциала и перспективности проведения научных исследований с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения .....	55
5.2.1	Потенциальные потребители результатов исследования.....	55
5.2.2	Анализ конкурентных технических решений.....	56
5.2.3	SWOT-анализ.....	57
5.3	Планирование научно-исследовательских работ .....	60
5.3.1	Структура работ в рамках научного исследования .....	60
5.3.2	Определение трудоемкости выполнения работ.....	61
5.3.3	Разработка графика проведения научного исследования .....	62
5.4	Бюджет научно-исследовательской работы (НИР) .....	64
5.4.1	Расчет материальных затрат НИР .....	64
5.4.2	Расчет основной заработной платы .....	65
5.4.3	Расчет дополнительной заработной платы .....	67
5.4.4	Отчисления во внебюджетные фонды (страховые отчисления).....	67
5.4.5	Накладные расходы.....	68
5.4.6	Формирование бюджета затрат НИР.....	68
5.5	Определение ресурсной (ресурсосберегающей), финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности исследования ..	68
	Выводы по разделу.....	71
<b>6. СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ .....</b>		<b>72</b>
6.1	Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности .....	72
6.1.1	Специальные правовые нормы трудового законодательства .....	72
6.1.2	Организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны .....	73



6.2 Производственная безопасность .....	74
6.2.1 Анализ выявленных вредных факторов и обоснование мероприятий по снижению уровней их воздействия.....	74
6.2.2 Анализ выявленных опасных факторов и обоснование мероприятий по снижению уровней их воздействия.....	78
6.3 Экологическая безопасность .....	80
6.4 Безопасность в чрезвычайных ситуациях .....	82
Выводы по разделу.....	83
<b>ЗАКЛЮЧЕНИЕ.....</b>	<b>84</b>
<b>СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ.....</b>	<b>86</b>



Определенный комплекс мероприятий, предназначенный для нормальной работы нефтепровода, решает сразу несколько проблем, а именно экологическую, которая заключается в освобождении в атмосферу больших захоронений углерода в вечной мерзлоте, что может привести к экологической катастрофе и техногенную, ведь таяние мерзлых грунтов способно привести к деформации трубопровода.

					<b>Оглавление</b>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		10

# ГЛАВА 1. ОСНОВНЫЕ ОСОБЕННОСТИ И ХАРАКТЕР МНОГОЛЕТНЕМЕРЗЛЫХ ГРУНТОВ

## 1.1 Многолетнемерзлые грунты

Многолетнемерзлые грунты встречаются во всех районах Крайнего севера земного шара. Она занимает около 25% поверхности всей земли и около 60% площади Российской Федерации. Также они распространены на территориях Аляски, на севере Кавказа, в Гренландии и в горных районах Центральной Азии [18]. Такие грунты относятся к мерзлым грунтам, это объясняется постоянной отрицательной температурой грунта и наличием в нем льда, который связывает минеральные частицы (рисунок 1).

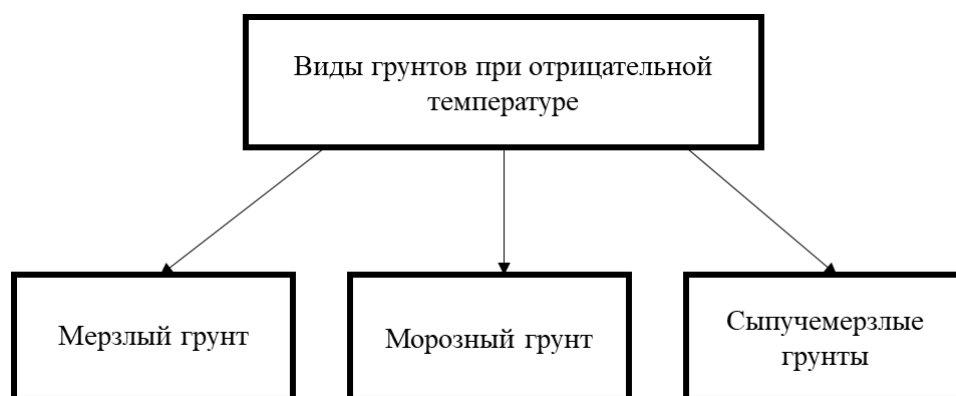


Рисунок 1 - Классификация грунтов с отрицательной температурой

Стоит различать понятия многолетнемерзлые и сезонномерзлые грунты. Сезонномерзлый грунт не находится в постоянном мерзлом состоянии, а лишь холодное время года. Такой грунт имеет отрицательную температуру, имеет лед и характеризуется криогенными структурными связями. В теплое время года сезонномерзлый грунт подвергается оттаиванию. Глубина сезонного промерзания может достигать до 4 метров, она также зависит от климатических характеристик района, пород, мощности снегового покрова.

Разработка комплекса мероприятий по повышению эффективности эксплуатации нефтепроводов в условиях многолетнемерзлых грунтов				
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата
Разраб.		Батухтин А.А.		06.06
Руковод.		Саруев А.Л.		06.06
Рук-ль ООП		Брусник О.В.		06.06
Основные особенности и характер многолетнемерзлых грунтов				
			Лит.	Лист
				11
			Листов	
			100	
Отделение нефтегазового дела Группа 2Б8А				

Глубина промерзания многолетнемерзлых грунтов может достигать от нескольких сантиметров до 3 метров. Это зависит от разных факторов, например, от температуры окружающей среды и местности.

## 1.2 География распространения многолетнемерзлых грунтов в РФ

В виду огромных территории Крайнего севера, на площади России, которые подвержены влиянию многолетнемерзлых грунтов, была определена классификация по характеру их распространения (рисунок 2).



Рисунок 2 – Распространение вечной мерзлоты в России

На территории нашей страны выделяются пять видов [12]:

- 1) Непрерывное распространение. Они занимают порядка 95% от общей площади распространения вечной мерзлоты, температура грунтов в этом районе ниже  $-4^{\circ}\text{C}$ ;
- 2) Преимущественно непрерывное распространение. Различается от непрерывного только тем что, диапазон температур от  $-0,5$  до  $-3^{\circ}\text{C}$ ;
- 3) Прерывистое распространение. Находится на 75% от всей площади, температура грунтов может достигать от  $-0,2$  до  $-2^{\circ}\text{C}$ ;
- 4) Массивно-островное распространение. До 75 % от всей площади, грунты имеют температуру от  $-0,2$  до  $-2^{\circ}\text{C}$ ;
- 5) Островное и редко-островное распространение. Распространены на менее 25% от всей площади, температура выше  $0,5^{\circ}\text{C}$ ;

Нефтеперекачивающие компании России имеют большое количество нефтепроводов, которые проходят через районы с вечномерзлыми грунтами.

					<i>Основные особенности и характер многолетнемерзлых грунтов</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		12

Например, участки трубопроводной системы «Восточная Сибирь – Тихий океан», общая протяженность которых достигает около 750 км трассы. Трасса строящегося трубопровода «Куюмба - Тайшет», у которого больше 20 км трассы проходит на участках многолетнемерзлых грунтов. Трасса трубопровода «Заполярье – Пурпе – Самотлор», 160 км трассы проложены в надземном виде из-за многолетнемерзлых грунтов.

Многую были перечислены лишь самые известные нефтепроводы, которые пересекают зоны многолетнемерзлых грунтов. Более подробно северные трубопроводы указаны на карте (рисунке 3).



Рисунок 3 – Нефтепроводная система России

### 1.3 Строение толщи многолетнемерзлого грунта

Активный слой дает собой поверхностный слой грунта в зонах распространения вечной мерзлоты, который поддается сезонному оттаиванию или же замерзанию.

Мощность активного добивается от 0,2-0,5 м, а в зонах арктических пустынь и тундровых до 3-4 м. Находится в зависимости от широты района. К примеру, на одной и той же территории она отличается в различные времена года и находится в зависимости от перемен прихода тепла в толще грунтов.

Это вызвано интенсивностью солнечной радиации, переменами температуры воздуха, скорости, направленности и повторяемости ветра. Еще мощность слоя находится в зависимости от таких моментов как: затенённость территории и напротив, экспозиция и крутизна склона, наличие растительности, состав и уровень влаги грунтов, толщина снежного покрова. К примеру, в г. Якутске активный слой содержит мощности [12]:

- Торф – 0,75-1,0 м;
- песчаный грунт – 2-2,5 м;
- глинистый грунт – 1,5-2 м.

Слой находящийся ниже активного слоя именуется нижней границей. Его положение и мощность изменяется редко, по причине тех же характеристик, собственно что и активный слой.

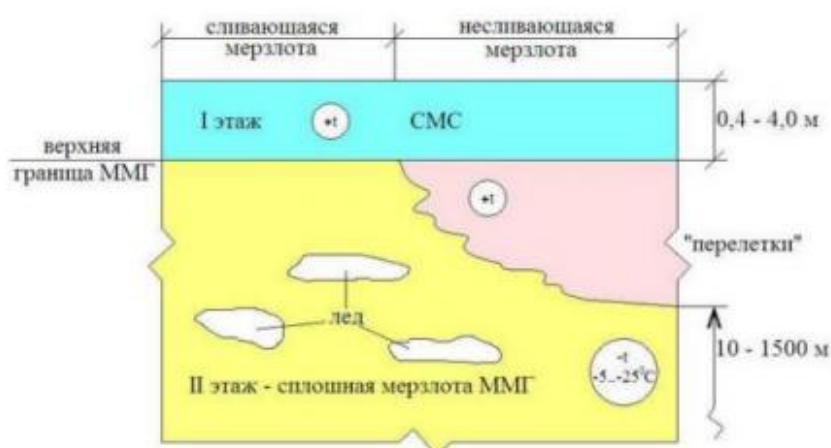


Рисунок 4 – Разрез вечной мерзлоты

Сливающейся мерзлотой именуется соединения активного слоя с промерзлыми грунтами при вымерзании. В случае если слой всецело не замерз, то меж промерзлыми грунтами и инициативным слоем остается слой талого грунта. Это появление именуют не сливающейся мерзлотой.

Лед – важная составляющая промерзлых пород. Промерзлые грунты включают в себя: лед, вода, минеральные элементы и воздух. Наличие льда находится в зависимости от горной породы. К примеру, в лед скальных

породах располагается как жилки, прослойки, которые заполняют трещины и пустоту.

#### **1.4 Физические свойства**

Главные физические свойства промерзлых грунтов: суммарная влажность, льдистость и объемная масса - находятся в зависимости от их криогенной текстуры. В следствие этого характеристики данных качеств нужно предопределять с учетом индивидуальностей криогенного строения промерзлых грунтов в критериях их залегания [7].

Промерзлые грунты слоистой и сетчатой криогенной текстуры характеризуются быстрой анизотропией и неоднородностью их качеств в массиве.

Осредненные качества промерзлого грунта обязаны сопровождаться указанием определенных объемов части геологического разреза, для которой они отнесены, например, как характеристики данных меняются в зависимости от объемов опробуемой части массива. В связи с данным суммарная влажность, льдистость и веса промерзлого грунта определяют для ведущих элементах разреза, т.е. слоев и горизонтов (или данных интервалов глубин).

Физические свойства промерзлых грунтов кроме криогенной текстуры находятся в зависимости еще от их засоленности. С наращиванием засоленности быстро растет уровень незамерзшей воды, собственно, что в свою очередь оказывает значительное воздействие на теплофизические и механические качества грунтов [7].

#### **1.5 Процессы, происходящие в многолетнемерзлых грунтах**

Для недопущения аварии на существующем нефтепроводе, проложенном в условиях вечной мерзлоты, мало теоретических знаний о свойствах этого грунта. Еще принципиально понимать процессы, происходящие в нем, потому что любой процесс имеет возможность

					<b>Основные особенности и характер многолетнемерзлых грунтов</b>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		15



отрицательно воздействовать на работу трубопроводной системы, привести к остановке или же к аварии.

К данным процессам относятся: миграция, образование бугров, пучение, солифлюкация, термокарстовые явления, лед, морозноеdezертирство, морозное выветривание.

### 1.5.1 Термокарстовые явления

Термокарстами являются оседания и провалы на плоскости земли, которые появляются при разрушении подземного льда. Они обширно встречаются в северных и северо-восточных ареалах РФ. В зависимости от формы термокарстов они бывают в облике кратеров, провалов, впадин, озер добычи и термотеррас [2].



Рисунок 5 – Термокарстовые явления

Термокарсты появляются из-за конфигурации термического режима в верхних слоях земли, вызывая таяние льда в толще замерзших слоев и оседание. Они обширно распространены там, где есть подземные или же ископаемые крышки в ММГ. Образованию термокарстатов во множествах случаях содействует работа человека. Более важную роль термокарста имеет возможность выступать в районах глобального распространения подземного льда при строительстве дорог, домов, трубопроводов и тем более сооружений

с выделением тепла, а еще в итоге разрушения мохового или же торфяного покрова, распашки, вырубки лесов, лесных пожаров и др [18].

### 1.5.2 Солифлюкционные явления

Солифлюкция относится к процессу движения влажной рыхловатой породы по склонам в этап оттаивания. Зачастую солифлюкции возможно следить на склонах, где под слоем грунта располагается слой подземного льда или же слой крепко увлажненного суглинка поверхностный слой породы и нарушения ее сцепления с подстилающим слоем. Это явление свойственно для нескончаемой мерзлоты.



Рисунок 6 – Солифлюкционные явления

В итоге перемещения рыхловатой породы появляется размельченный материал, пропитанный до излишка влажностью влагой. Он имеет твердый, фрагментарный материал и органические останки в облике фрагментов слоев земли, торфа, всевозможных растений, а еще промерзлого грунта с ледяными включениями [1]. Процесс солифлюкции нередко оказывает вредоносное влияние на строящиеся строения и эксплуатационные объекты. Временами под воздействием процесса солифлюкции передвигались отдельные участки дорог и кратковременные сооружения.

					<b>Основные особенности и характер многолетнемерзлых грунтов</b>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		17

### 1.5.3 Морозные пучения

Охарактеризовать процесс пучения возможно, как процесс наращивание размера грунта, за счет мигрирующей воды, которая расширяется и подмерзает в лед. Процесс пучения обширно встречается в этих грунтах как: глинистые, супесчаные грунты. Процесс происходит не только на земли многолетнемерзлых грунтов, но и на сезонно замерзших участках.

Процесс пучения имеется лишь только на мокрватых основах, в зоне сухих основ это не возможно. Изучения доказали, собственно что пучение случается более активно, в случае если влага поступает из "раскрытой системы" во время замораживания.

Холмы, вздутия на проезжей части или же плоскости земли считаются ведущими симптомами пучения. Величина данных образований колеблется от 2 до 50 см, в зависимости от интенсивности поступления влажности, качеств земли и температуры.

Для исследования скорости вымерзания земли были проведены надлежащие изучения. За базу был взят супесчано-суглинистый почва с влажностью приблизительно 30-40% и сделаны обстоятельства приравненные к жестоким климатическим.

Таблица 1 - Результаты исследования скорости промерзания грунта

Глубина промерзания, м	Скорость промерзания, см/сутки
0,4	0,65-0,75
1,5	0,16-0,21
2,6	24
3	35
3,7	36-47
4,4	42-58

Исходя из итогов таблицы возможно заключить вывод, что напряженность вымерзания находится в зависимости от глубины вымерзания. И зависимость получается: чем более глубина вымерзания, тем более скорость вымерзания. Больше приятный итог представлен в диаграмме «Скорости вымерзания супесчано-суглинистого грунта» на рисунке 7.

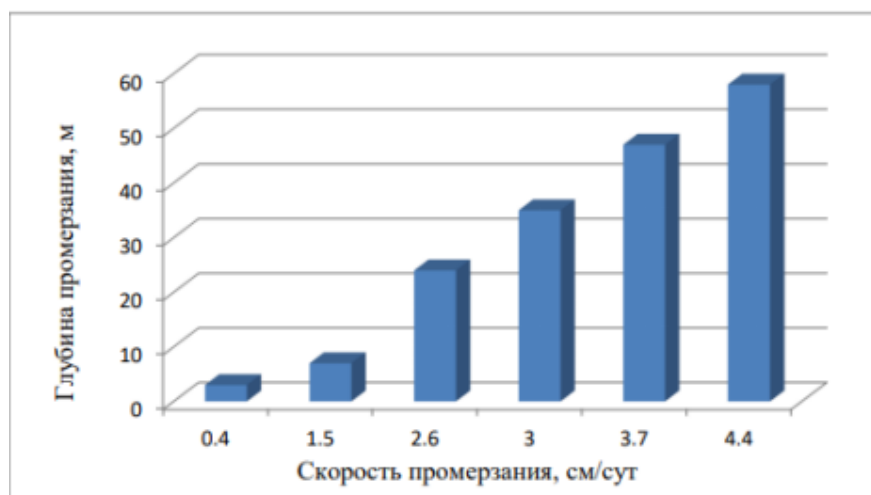


Рисунок 7 – Диаграмма скорости промерзания грунта

Замораживание и оттаивание оказывает вредоносное воздействие на стабильность систем. Когда влага, содержащаяся в основе и поступающая из нижних слоев, подмерзает, грунт вздымается, вызывая деформации [1].

Пучение земли относится к неравномерному наращиванию их размера в процессе вымерзания, которое случается по причине расширения воды, содержащейся в данной основе, когда она подмерзает, и тем более по причине замерзания свежих размеров воды, поступающих из нижних слоев земли на фронт вымерзания во время передвижения влажности.

Во время передвижения и замерзания влажности возникает отягощающий процесс ее изнутри большого перераспределения, появляются всевозможные формы и типы холодных слоев, линз и т.д.

В зависимости от свойств процессов могут быть выделены некоторые формы пучения: холмы пучения, наледные холмы, бездны на дорогах.



Рисунок 8 – Пучение грунта

Пучение зачастую наблюдается в местах распространения мелкозернистых и пыльных грунтов. Углубления на дорогах появляются в итоге процессов сезонного пучения переувлажненной земли. Оно выражается в поднятии земли на конкретную высоту в зимний период.

#### 1.5.4 Наледи

Определенные трудности в процессе постройки и эксплуатации сооружений в районах Севера вызваны гололедом. Они бывают замечены чаще всего на мелководных реках с широким руслом или же на перекатах больших рек [12]. Они еще образуются в поймах рек, на склонах бугров, на выходе интенсивных источников, в зданиях, на склонах земельных насыпей и т. д.



					Основные особенности и характер многолетнемерзлых грунтов	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		20



## Рисунок 9 – Наледи

Лед появляется по причине сокращения живого поперечного сечения струи воды по причине замерзания его русловой и подповерхностной частей и появления большущего гидростатического давления воды на толщину льда, блокирующего поток. Вода, пробив преграду, выходит на плоскость, переливается сквозь нее, устремляется в опущенную воду. при невысоких температурах он подмерзает, образуя холодный покров-лед.

Зимой ручьи текут непрерывно или периодически. В итоге образуются слои льда, временами достигающие нескольких метров. На северных реках в середине и конце зимы возможно следить вздутие льда и возникновение холмов, вызванных гидростатическим давлением воды. Внезапность возникновения льдов, большая разрушительная мощь их, огромные габариты образований нередко наносят нешуточный вред [12].

В зависимости от источника питания наледи разделяются на 3 типа:

- наледи, питаемые речными водами;
- наледи, питаемые подземными водами;
- смешанные наледи — речных и подземных вод.

### 1.6 Выводы по главе

В результате проделанной работы были изучены основные особенности и характеристики многолетнемерзлых грунтов, определены строение вечной мерзлоты и их физические свойства.

В работе также выявлены актуальные процессы, происходящие в ММГ, которые могут привести к аварийной ситуации на эксплуатируемом нефтепроводе.

					<b>Основные особенности и характер многолетнемерзлых грунтов</b>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		21

## ГЛАВА 2. КОМПЛЕКС МЕРОПРИЯТИЙ ПО ПОВЫШЕНИЮ ЭФФЕКТИВНОСТИ ЭКСПЛУАТАЦИИ В УСЛОВИЯХ МНОГОЛЕТЕНМЕРЗЛЫХ ГРУНТОВ

### 2.1 Способы борьбы с воздействием нефтепровода на многолетнемерзлый грунт

Для обеспечения защиты объектов трубопроводного транспорта, в том числе и линейной части магистрального нефтепровода, который прокладывается в районах с многолетнемерзлыми грунтами, нефтяные компании используют мелиорацию грунта. Это комплекс по сохранению грунта в неизменяющемся состоянии [10].

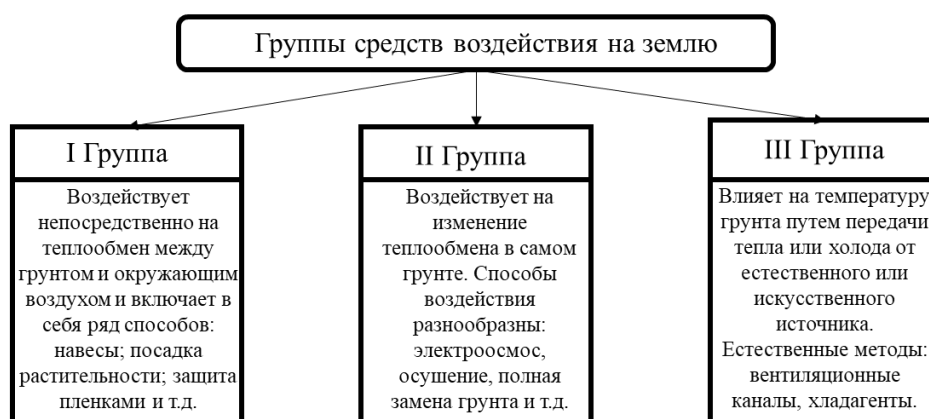


Рисунок 10 – Группы средств воздействия на землю

### 2.2 Применение термостабилизаторов

Главной задачей инженеров при эксплуатации нефтепроводов в условиях вечной мерзлоты считается сохранения стабильного состояния грунта. Предотвращение оттаивания ликвидирует появление аварий и инцидентов на существующем нефтепроводе. Навык отечественного проектирования и строительства в районах, где обширно распространена вечная мерзлота, будет полезен при строительстве и эксплуатации трубопроводов [7].

					Разработка комплекса мероприятий по повышению эффективности эксплуатации нефтепроводов в условиях многолетнемерзлых грунтов			
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>				
Разраб.		Батухтин А.А.		06.06	Комплекс мероприятий по повышению эффективности эксплуатации в условиях многолетнемерзлых грунтов	<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
Руковод.		Саруев А.Л.		06.06		22	100	
Кук-ль ООП		Брусник О.В.		06.06		Отделение нефтегазового дела Группа 2Б8А		

Способы, применяемые проектировщиками для закрепления грунта, предусматривают особенности эксплуатации магистральных нефтепроводов в условиях ММГ. Одним из этих способов считается термостабилизация грунта.

Сезонно-действующий охлаждающие прибора (СДО) применяются для поддержания грунта в промерзлом состоянии, обеспечивая устойчивость построек, сооружений на сваях, а еще хранения промерзлого грунта около опор электропередач и трубопроводов, вдоль насыпей ж/д и авто дорог [6].

Для термостабилизации применяются всевозможные типы СОУ. Они обозначаются в согласовании со грядущим принципом (рис. 11):

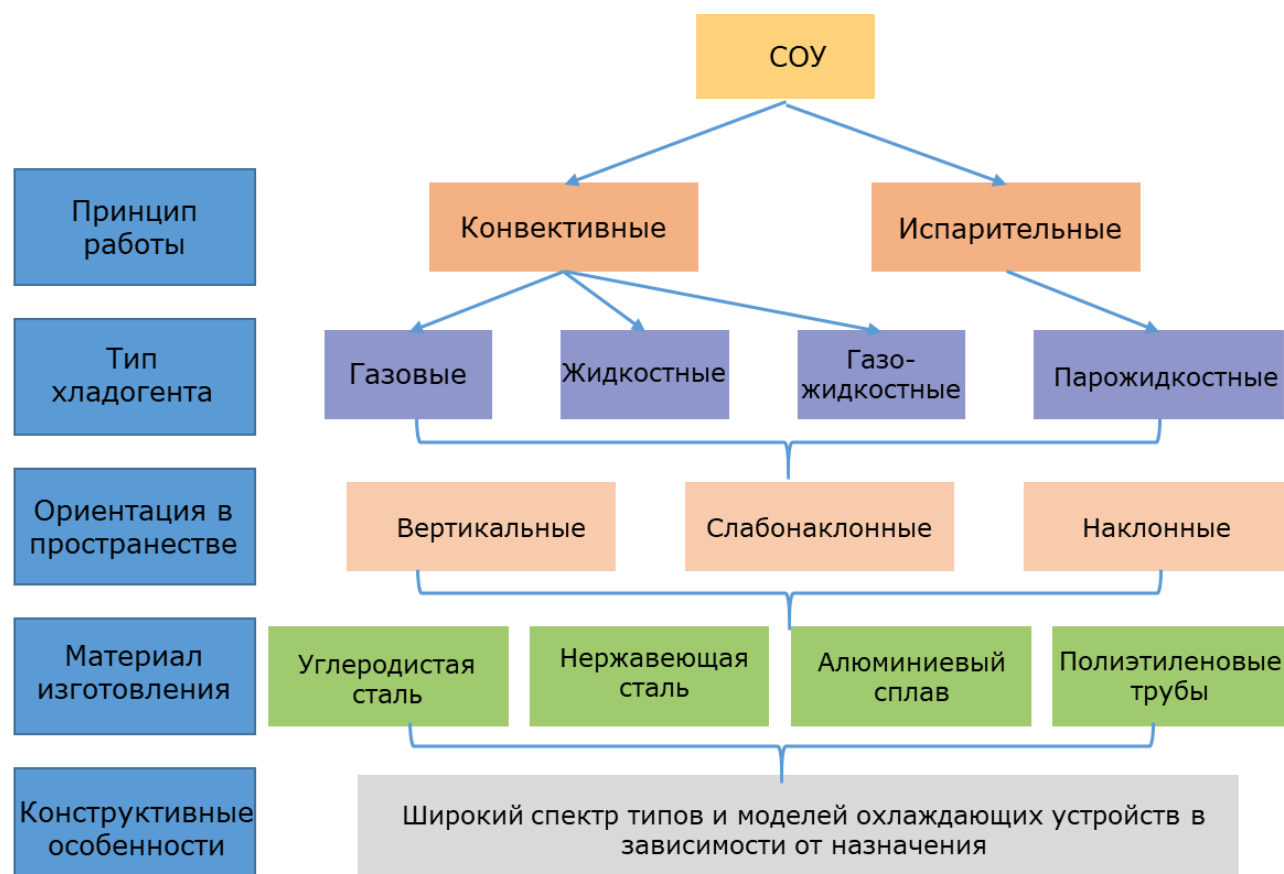


Рисунок 11 – Систематизация СОУ

Схема термостабилизатора и его функционала изображена на рис 16.



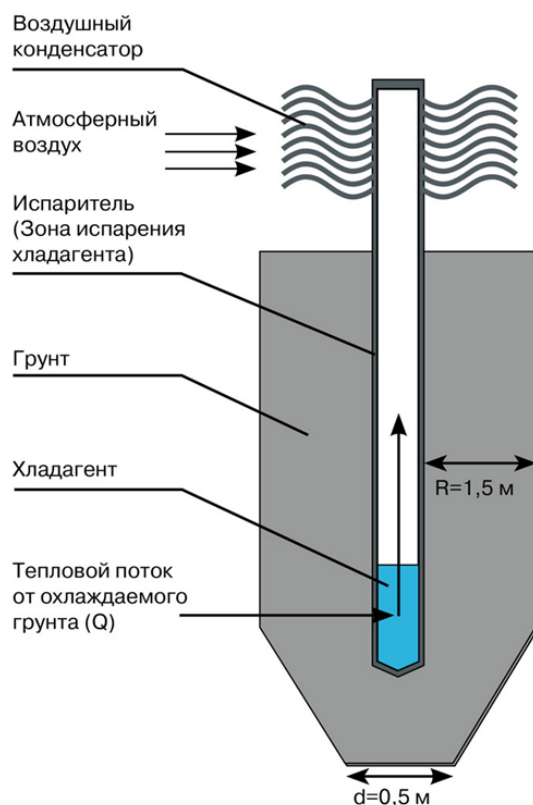


Рисунок 12 – Схема термостабилизатора

Принцип работы термостабилизирующих приборов заключается в переносе холода атмосферного воздуха в грунт, поэтому в грунтах поддерживается подходящая проектная температура, почва не нагревается от теплового влияния объекта или же в итоге трудных процессов, происходящих в подземных слоях. Прибор не потребляет электричества, их воздействие основано на применении силы тяжести и разности температур грунта и воздуха. В качестве хладагента применяются всевозможные вещества, которые перекачиваются по системе, перенося тепло от грунта к надземной конденсаторной части [7].

Термостабилизаторы на объектах нефтепроводного транспорта используются для:

- Поддержание в грунте отрицательной температуры;
- Промерзания грунта для постройки объектов;
- Уменьшение теплового воздействия нефтепровода;
- Обеспечение устойчивости грунта к осадке.

### 2.3 Установка специальных опор

Опоры являются одними из самых важных частей трубопроводной системы. На них ложится большее напряжение от трубопровода, которое вслед за тем передается грунту или же несущим системам.

Весомую роль играет строение опор. Разные виды опор проектируются так, чтобы минимизировать трудность монтажа опор на магистрали постройки в условиях ММГ [10].

Опоры различной системы, одни из их абсолютно неподвижные, а другие имеют возможность передвигаться в одной плоскости, а кое-какие — во всех плоскостях.

Неподвижные опоры обязаны жестко сдерживать трубу и не допускать ее движения. Эти опоры воспринимают вертикальные нагрузки от веса трубопровода и среды, горизонтальные (осевые) нагрузки от термических деформаций трубопровода, а еще нагрузки от гидравлических ударов, пульсации и вибрации.



Рисунок 13 – Неподвижная опора

Система неподвижной опоры состоит из единственной сварной системы, воспринимающую нагрузки от нефтепровода и передающую их сквозь ростверк на свайный фундамент. Она произведена из катушки с приваренной к ней обечайкой. Катушка сквозь регулируемые стойки приваривается к ростверку [11].

					<i>Комплекс мероприятий по повышению эффективности эксплуатации в условиях многолетенмерзлых грунтов</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		25

Ростверк приваривается к опорным узлам, которые привариваются к сваям фундамента.

Между неподвижными опорами трубу поддерживают продольно и свободноподвижные опоры. Они позволят нефтепроводу, в зависимости от давления и температуры расширения, ехать в горизонтальном, осевом и поперечном инструкциях [9].

Продольно-подвижная опора используется для обеспечения способности продольных (вдоль оси трубопровода) движений трубопровода, вызванных температурными деструкциями, внутренним давлением рабочей среды в трубопроводе и т.д. Продольно-подвижные опоры монтируются на прямолинейных участках (за исключением опор, примыкающих к компенсатору).

Свободноподвижные опоры кроме свободного движения трубопровода в горизонтальной плоскости, гарантирует вероятность наклона в направленности продольной оси трубопровода. На ростверке поставлены боковые упоры на расстоянии, обеспечивающем продольное и поперечное движения трубопровода. [8]



Рисунок 14 – Продольно-подвижные и свободно-подвижные опоры

Эксплуатация различных типов надземных опор обеспечивает нормальную работу нефтепровода в том числе и при падении 2-ух опор. Создание нескольких опор разрешает гарантировать наименьшую металлоемкость систем. Для неподвижных и подвижных опор используют хладостойкую сталь 09Г2С 14-й категории. Множество опор имеют массу от

					<i>Комплекс мероприятий по повышению эффективности эксплуатации в условиях многолетенмерзлых грунтов</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		26

2 до 4,9.

Для предотвращения коррозии трубопровода и обеспечения безопасной эксплуатации на 50 лет на опоре поставлены узлы электроизоляции с использованием полимерных гидростойких электроизоляционных материалов [9].

## 2.4 Теплоизоляция нефтепровода

Тепловая изоляция труб – это требуемое мероприятие, позволяющая не допустить нагревания или охлаждения транспортирующей среды, а также препятствовать выходу тепла в окружающую среду. Теплоизоляционный материал должен не пропускать влагу и выдерживать экстремальные температуры [4].

Главными функциями тепловой изоляции является:

- Устранение скопления влаги на поверхности труб;
- Уменьшение теплопотерь;
- Увеличение срока эксплуатации трубопровода;
- Исключение образования больших температур на поверхности изоляции;
- Предотвращение теплового воздействия на грунты;
- Предотвращение охлаждения нефти, в случае остановки трубопровода.

Все требования, которые необходимы для использования разного вида теплоизоляционных материалов изложены в ГОСТ Р 57385-2017 Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов. Строительство магистральных нефтепроводов и нефтепродуктопроводов. Тепловая изоляция труб и соединительных деталей трубопроводов. Рассмотрим самые популярные теплоизоляционные материалы в соответствии с вышеупомянутым нормативно-техническим документом.

Таблица 2 - Показатели физико-механических свойств теплоизоляционных материалов

					<i>Комплекс мероприятий по повышению эффективности эксплуатации в условиях многолетнемерзлых грунтов</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		27

Материал	Теплопроводность, Вт/(м·К)	Плотность, кг/м	Группа горючести	Температура применений, °С
Пенополистирол	0,033 – 0,035	От 33 до 45	Г4	От -180 до +70
Пеностекло	0,04 – 0,05	От 110 до 180	НГ	От -260°С до +230°С
Пенокаучук	0,038 – 0,04	Не менее 45	Г1	От -50 до +105
Пенополиуретан (PUR)	0,024 – 0,035	Не менее 75	Г3, Г4	От -70 до +130

Самым эффективным материалом, применяющимся российскими нефтегазовыми компаниями, является пенополиуретан (PUR).



Рисунок 15 – Трубы с ППУ

Его основное преимущество перед другими изделиями, это коэффициент теплопроводности, который является одним из самых меньших по сравнению с другими. Данный материал был использован при строительстве линейной части трубопроводной системы Заполярье – Пурпе, который является самым северным трубопроводом в России. Помимо низкого коэффициента теплопроводности ППУ имеет ряд других плюсов [11]:

- Повышенная прочность и жесткость материала;
- Изготавливается в заводских условиях методом заливки жидких компонентов;

- Имеет наименьший вес, тем самым является легким;
- Возможность использования его в грунте.

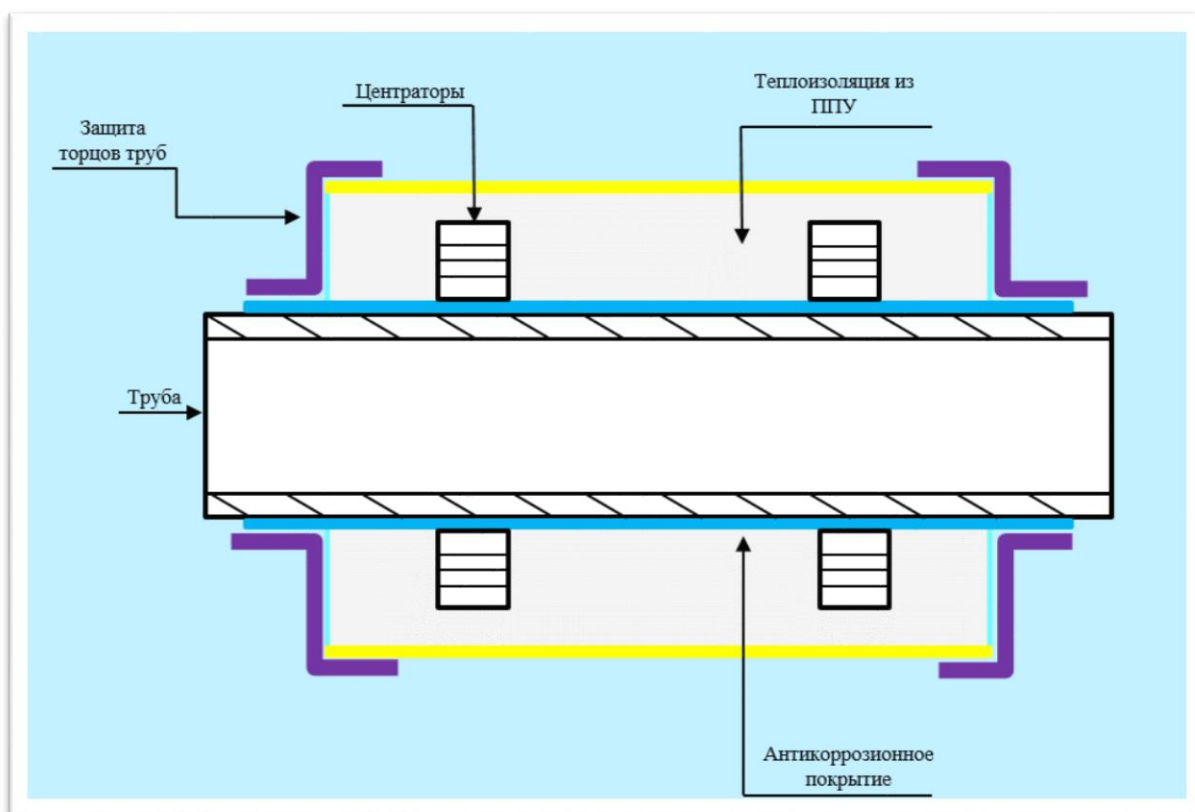


Рисунок 16 – Общая схема теплоизоляционной конструкции трубы

Толщина слоя пенополиуретана будет зависеть от параметров самой трубы и территориальной местности, где будет проходить нефтепровод. В данном исполнении метода при диаметре трубы 1020 мм и в условиях вечной мерзлоты толщину теплоизоляционного слоя принято считать равной 100 мм при надземной прокладке и 75 мм при подземной [14].

Такая технология требует наличие дополнительных мероприятий, которые обеспечат защиту от коррозии и механических повреждений самого теплоизолирующего материала. Оптимальный выбор этих параметров будет зависеть от характеристик трубопровода, от метода прокладки нефтепровода и от факторов окружающей среды.

## 2.5 Теплоизоляция нефтепровода на основе полиизоцианурата

В указанных условиях целесообразно использования полиизоцианурата (PIR), вместо пенополиуретана в качестве

					<i>Комплекс мероприятий по повышению эффективности эксплуатации в условиях многолетнемерзлых грунтов</i>	<i>Лист</i>
						29
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		



теплоизоляционного материала. Это полимерный материал, отличающийся высокой степенью жесткости, который используется в качестве жесткой теплоизоляции. Данный материал используется зарубежными ракетостроительными компаниями и был применен при защите топливных баков космических кораблей «Спейс Шаттл» США, также крайне популярен среди строительной отрасли. На Российский рынок данный вид теплоизоляции пришел совсем недавно, до сегодняшних дней он практически не производился на нашей территории [18].

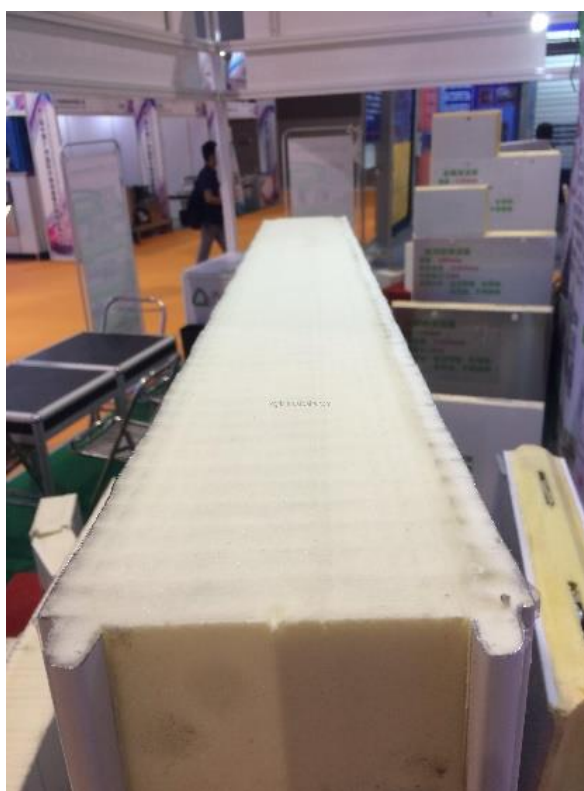


Рисунок 17 – Полиизоцианурат

Таблица 3 - Сравнение показателей физико-механических свойств PUR и PIR материалов

Материал	Теплопроводность, Вт/(м·К)	Плотность, кг/м	Группа горючести	Температура применений, °С
Пенополиуретан (ППУ)	0,024 – 0,035	Не менее 75	Г3, Г4	От -70 до +130
Полиизоцианурата (PIR)	0,021 – 0,023	Не менее 31,1	Г1	От -196 до +150

Проще говоря, данное сырье, можно охарактеризовать как прочный и устойчивый к механическим нагрузкам, сам он является легким, что обеспечит наименьшую нагрузку на трубопровод. Этот материал на 90% состоит из замкнутых ячеек, в которых находится инертный газ с коэффициентом теплопроводности 0,015 Вт/(м\*К), это хорошо сохраняет тепло при низких температурах. PIR материал устойчив к воздействию влаги, а также пожаробезопасен и экологичен [18].

Основные преимущества полиизоцианурата:

- Низкая группа горючести, что обеспечивает наименьшее время продолжительности самостоятельного горения;
- Долгий срок службы, около 50 лет;
- Низкий уровень теплопроводности;
- Влагостойкость.

Технология нанесения полиизоцианурата на трубы в перспективе идентична технологии нанесения пенополиуретана из-за однородности материалов. При этом показатели жесткости, термической и химической стабильности полиизоцианурата позволяют производителям разрабатывать различные виды продукции с одинаковой плотностью, но с разнообразными дополнениями для достижения приемлемых показателей, соответствующих запросам потребителей.

Далее рассмотрим экономические показатели применения теплоизоляции из полиизоцианурата:

Таблица 4 - Экономические показатели

					<i>Комплекс мероприятий по повышению эффективности эксплуатации в условиях многолетнемерзлых грунтов</i>	<i>Лист</i>
						31
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		



Показатель	Пенополиуретан	Полиизоцианурат
Стоимость материала, руб./м <sup>2</sup>	От 1148	От 1 252
Работы по заливке материала в полость, руб./м <sup>3</sup>	От 20000	От 22000
Стоимость теплоизоляции для трубы, млн руб./км	12,358	10,196
Стоимость теплоизоляции, млн руб.	1977,28	1631,36
Сокращение издержек, млн руб.	345,92	

Осуществление предлагаемого технического решения по теплоизоляции оказывает положительный экономический эффект (данные о стоимости указаны в табл. 4).

## 2.6 Выводы по главе

По результатам разработки главы были описаны самые эффективные мероприятия по повышению эффективности нефтепровода в условиях ММГ:

- Термостабилизаторы;
- Специальные опоры;
- Теплоизоляция.

Было предложено использование полиизоцианурата в качестве основного теплоизоляционного слоя нефтепроводов. Его внедрение было обосновано экономическими и техническими показателями.

Анализ показал, что, несмотря на большую стоимость полиизоцианурата, обусловленную инновационностью материала на российском рынке, общая стоимость трубы с полиизоциануратом будет существенно ниже стоимости трубы с пенополиуретаном из-за разных значений толщин теплоизоляции.

					<i>Комплекс мероприятий по повышению эффективности эксплуатации в условиях многолетнемерзлых грунтов</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		32

Исследуя прошлый опыт строительства трубопроводов в условиях Крайнего Севера, можно предположить, что использование полиизоцианурата.

					<i>Комплекс мероприятий по повышению эффективности эксплуатации в условиях многолетнемерзлых грунтов</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		33

## ГЛАВА 3. ХАРАКТЕРИСТИКА ОБЪЕКТА ИССЛЕДОВАНИЯ

### 3.1 Характеристика участка нефтепровода

Для дальнейших расчетов объектом исследования был принят линейный части магистрального нефтепровода «Заполярье – Пурпе», эксплуатируемый компанией «Транснефть» и выполненный в подземном исполнении (рисунок 18). Данный участок нефтепровода предназначен для перекачки подогретой до + 60 нефти.



Рисунок 18 – Карта линейной части магистрального нефтепровода «Заполярье – Пурпе»

Разработка комплекса мероприятий по повышению эффективности эксплуатации нефтепроводов в условиях многолетнемерзлых грунтов							
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата			
Разраб.		Батухтин А.А.		06.06			
Руковод.		Саруев А.Л.		06.06			
Рук-ль ООП		Брусник О.В.		06.06			
Характеристика объекта					Лит.	Лист	Листов
						34	100
					Отделение нефтегазового дела Группа 2Б8А		

Этот участок нефтепровода является самым северным магистральным трубопроводом России. Находится на землях Ямало-Ненецкого автономного округа Тюменской области, с развитой инфраструктурой, обеспеченного энергетическими мощностями, рабочей силой, путями сообщения.

«Заполярье – Пурпе» связывает нефтяные месторождения северных территорий Красноярского края и Ямала, а также нефтепроводом «Восточная Сибирь — Тихий океан» [18].

На Ямале распространен субарктический, а на севере – арктический климат. Абсолютный минимум температуры воздуха наблюдается в январе и декабре (минус 63 °С), а абсолютный максимум - в июле (плюс 37 °С).

Протяженность линейной части составляет 488 км. Около 80% проложено над поверхностью земли, из-за наличия ММГ.

### 3.2 Характеристика трубопровода

Рассматриваемый участок НП выполнен из труб наружным диаметром 1020 мм и толщиной стенки 10 мм, согласно ГОСТ 20295-85, производства ПАО «Челябинский трубопрокатный завод» (ЧТПЗ). НП рассчитан на рабочее давление 4,7 МПа. В качестве материала для изготовления труб используется сталь 17ГС с химическим составом, указанном в таблице 5.

Таблица 5 – Химический состав стали 17ГС

Химический элемент	Fe	Mn	Si	C	Cr	Cu	Ni	As	S	P	N
Процентное содержание	Остальн.	1,25 - 1,65	0,4- 0,6	0,11 - 0,15	До 0,3	< 0,3	< 0,3	До 0,08	< 0,007	< 0,025	< 0,01

Тепловая изоляция изготовлена на основе ППУ. Применяемое антикоррозийное покрытие рассчитано на температуру стенки НП до +60 °С, что

					<b>Характеристика объекта</b>						<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>							35

является одним из ограничений «сверху» начальной температуры подогрева нефти.

					<i>Характеристика объекта</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		36

## ГЛАВА 4. РАСЧЕТНАЯ ЧАСТЬ

### 4.1 Общие данные

Марка стали труб – Сталь 17ГС. Остальные исходные данные к расчету прочностных характеристик НП представлены в таблице 6.

Таблица 6 – Значения коэффициента условий работы трубопровода  $\gamma_d$  [4]

Параметр	Обозначение	Размерность	Величина
Наружный диаметр	$D_H$	мм	<b>1020</b>
Рабочее давление	$P$	МПа	<b>4,7</b>
Временное сопротивление стали	$[\sigma]_в$	МПа	<b>540</b>
Временное сопротивление текучести	$[\sigma]_{тек}$	МПа	<b>390</b>
Коэффициент условий работы	$m$		<b>0,99</b>
Коэффициент надежности по материалу	$K_1$		<b>1,34</b>
Коэффициент надежности по ответственности трубопровода	$K_H$		<b>1,155</b>
Коэффициент надежности по нагрузке – внутреннему давлению	$n$		<b>1,1</b>
Переменный параметр упругости (Модуль Юнга)	$E$	МПа	<b><math>2,06 * 10^5</math></b>
Переменный коэффициент поперечной деформации стали (коэффициент Пуассона)	$\mu$		<b>0,26-0,33</b>

					Разработка комплекса мероприятий по повышению эффективности эксплуатации нефтепроводов в условиях многолетнемерзлых грунтов		
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>			
<i>Разраб.</i>		<i>Батухтин А.А.</i>		<i>06.06</i>		<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>
<i>Руковод.</i>		<i>Саруев А.Л.</i>		<i>06.06</i>			<i>37</i>
<i>Рук-ль ООП</i>		<i>Брусник О.В.</i>		<i>06.06</i>			<i>100</i>
					Расчетная часть		
					Отделение нефтегазового дела Группа 2Б8А		

Минимальный допустимый радиус упругого изгиба	$\rho$	м	1850
Коэффициент линейного расширения металла	$\alpha$	$^{\circ}\text{C}^{-1}$	$1,2 \cdot 10^{-5}$
Температура эксплуатации трубопровода	$t_{\text{э}}$	$^{\circ}\text{C}$	25
Температура замыкания сварного стыка	$t_{\text{зам}}$	$^{\circ}\text{C}$	-34
Плотность перекачиваемого продукта	$\rho_{\text{н}}$	т/м <sup>3</sup>	0,800
Коэффициент надежности по нагрузкам от действия собственного веса при расчете на продольную устойчивость и устойчивость положения	$n_{\text{се}}$		0,95

#### 4.2 Определение толщины стенки труб

Для расчета нефтепровода принимаем трубы  $D_{\text{н}} = 1020$  мм, изготовленные из стали 17ГС.

Для принятого диаметра, значения расчетного сопротивления металла трубы рассчитаем сопротивление растяжению (сжатию):

$$R_1 = \frac{R_1^H \times m}{k_1 \times k_H} = \frac{540 \times 0,99}{1,34 \times 1,155} = 345,42 \text{ МПа} \quad (1)$$

где  $R_1^H$  — нормативное сопротивление растяжению (сжатию), равное временному сопротивлению стали на разрыв, МПа ( $R_1^H = \sigma_{\text{в}}$ );

$m$  - коэффициент условий работы;

$k_1$  - коэффициент надежности по материалу;

$k_H$  - коэффициент надежности по назначению.

Толщина стенки трубы:

$$\delta = \frac{n_p \times P \times D_H}{2(R_1 + n_p \times P)} = \frac{1,1 \times 4,7 \times 1020}{2(345,42 + 1,1 \times 4,7)} \approx 7,520 \text{ мм} \quad (2)$$

Где  $p$  – рабочее давление в трубопроводе, МПа;

$n_p$  – коэффициент надежности по нагрузке, определяемый по [2];

$R_1$  – расчетное сопротивление металла трубы, МПа.

При наличии продольных напряжений расчетную толщину стенки пересчитывают:

$$\delta = \frac{nPD_H}{2(\psi_1 R_1 + nP)} \quad (3)$$

Где  $\psi_1$  – коэффициент, учитывающий двухосное напряженное состояние труб.

$$\psi_1 = \sqrt{1 - 0,75 \times \left(\frac{|\sigma_{пр.N}|}{R_1}\right)^2} - 0,5 \times \frac{|\sigma_{пр.N}|}{R_1} \quad (4)$$

Где  $\sigma_{пр.N}$  – Продольное осевое сжимающее напряжение, Мпа.

$$\sigma_{пр.N} = -\alpha \times E \times \Delta t + \mu \frac{n \cdot p \cdot D_{вн}}{2\delta_H} \quad (5)$$

Где  $\Delta t$  – абсолютное значение максимального положительного или отрицательного температурного перепада определяют по формулам, °С

$$\Delta t^+ = \frac{\mu * R_1}{\alpha * E} = \frac{0,3 * 345,42}{1,2 * 10^{-5} * 2,06 * 10^5} = 41,92 \text{ °С} \quad (6)$$

$$\Delta t^- = \frac{(1 - \mu) * R_1}{\alpha * E} = \frac{(1 - 0,3) * 345,42}{1,2 * 10^{-5} * 2,06 * 10^5} = 97,83 \text{ °С} \quad (7)$$

Для расчета примем больший перепад температуры  $\Delta t = 97,83^\circ\text{С}$ .

					<i>Расчетная часть</i>	Лист
						39
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		



Подставляя это значение в формулу (5), получаем:

$$\sigma_{\text{пр.}N} = -1,2 \times 10^{-5} \times 206000 \times 97,83 + \frac{0,3 \times 1,1 \times 4,7 \times (1020 - 2 \times 6,508)}{2 \times 6,508} = -121,85 \text{ Мпа}$$

Так как  $\sigma_{\text{пр.}N} < 0$ , то имеются продольные осевые сжимающие напряжения. Следовательно, по формуле (4) определяем  $\psi_1$ :

$$\psi_1 = \sqrt{1 - 0,75 \times \left(\frac{121,85}{345,42}\right)^2} - 0,5 \times \frac{121,85}{345,42} = 0,7758$$

Теперь по формуле (3) определим толщину стенки при наличии продольных напряжений:

$$\delta = \frac{1,1 \times 4,7 \times 1020}{2(0,7758 \times 345,42 + 1,1 \times 4,7)} = 9,65 \text{ мм}$$

В соответствии с нормативными размерами магистральных труб принимаем толщину стенки равной 10 мм.

### 4.3 Проверка трубопровода на прочность и недопустимость пластических деформаций

Условие, отвечающее за проверку на прочность в продольном направлении:

$$|\sigma_{\text{пр.}N}| \leq \psi_2 \cdot R_1 \quad (8)$$

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

					<i>Расчетная часть</i>	<i>Лист</i>
						40
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		

$$\psi_2 = \sqrt{1 - 0,75 \times \left(\frac{|\sigma_{\text{кц}}|}{R_1}\right)^2} - 0,5 \times \frac{|\sigma_{\text{кц}}|}{R_1} \quad (9)$$

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

$$\sigma_{\text{кц}} = \frac{n \cdot P \cdot D_{\text{вн}}}{2\delta_{\text{н}}} = \frac{1,1 \cdot 4,7 \cdot 1000}{2 \cdot 10} = 258,5 \text{ МПа} \quad (10)$$

Полученное значение подставляем в формулу (9) и получаем, что:

$$\psi_2 = \sqrt{1 - 0,75 \times \left(\frac{|258,5|}{345,42}\right)^2} - 0,5 \times \frac{|258,5|}{345,42} = 0,3873$$

Теперь вычисляем значение по формуле (8):

$$\psi_2 \cdot R_1 = 0,3873 \cdot 345,42 = 133,78 \text{ МПа}$$

Согласно условию (8) получаем, что  $121,85 \leq 133,78$ , следовательно, **условие прочности трубопровода в продольном направлении выполняется.**

Для предотвращения недопустимых пластических деформаций трубопроводов проверку необходимо производить по условиям:

$$|\sigma_{\text{пр}}^{\text{н}}| \leq \psi_3 \cdot \frac{m}{0,9 \cdot k_{\text{н}}} \cdot R_2^{\text{н}} \quad (11)$$

$$\sigma_{\text{кц}}^{\text{н}} \leq \frac{m}{0,9 \cdot k_{\text{н}}} \cdot R_2^{\text{н}} \quad (12)$$

					<i>Расчетная часть</i>	<i>Лист</i>
						41
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		

где  $\sigma_{\text{пр}}^H$  – максимальные суммарные продольные напряжения в трубопроводе от нормативных нагрузок и воздействий, МПа;  
 $\psi_3$  – коэффициент, учитывающий двухосное напряженное состояние металла труб, при растягивающих продольных напряжениях ( $\sigma_{\text{пр}}^H > 0$ ) принимаемый равным единице, при сжимающих ( $\sigma_{\text{пр}}^H < 0$ ) определяемый по формуле:

$R_2^H$  – нормативное сопротивление сжатию металла труб и сварных соединений, принимается равным минимальному значению предела текучести  $\sigma_{\text{тек}} = R_2^H = 390$  МПа.

$$\psi_3 = \sqrt{1 - 0,75 \times \left( \frac{|\sigma_{\text{кц}}^H|}{\frac{m}{0,9 \cdot k_H} * R_2^H} \right)^2} - 0,5 \times \frac{|\sigma_{\text{кц}}^H|}{\frac{m}{0,9 \cdot k_H} * R_2^H} \quad (13)$$

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

$$\sigma_{\text{кц}} = \frac{P \cdot D_{\text{вн}}}{2\delta_H} = \frac{4,7 \cdot 1000}{2 \cdot 10} = 235 \text{ МПа} \quad (14)$$

Максимальные суммарные продольные напряжения  $\sigma_{\text{пр}}^H$  определяются от всех (с учетом их сочетания) нормативных нагрузок и воздействий с учетом поперечных и продольных перемещений трубопровода в соответствии с правилами строительной механики. В частности, для прямолинейных и упруго-изогнутых участков трубопровода при отсутствии продольных и поперечных перемещений трубопровода, просадок и пучения грунта максимальные суммарные продольные перемещения от нормативных нагрузок и воздействий - внутреннего давления, температурного перепада и упругого изгиба определяются по формуле:

$$\sigma_{\text{пр},N} = \mu \times \sigma_{\text{кц}} - \alpha \times E \times \Delta t + (-) \frac{E \cdot D_H}{2\rho_H} \quad (15)$$

где  $\rho$  - минимальный радиус упругого изгиба оси трубопровода.

Получаем, что:

$$\begin{aligned} \sigma_{\text{пр},1}^H &= 0,3 \times 235 - 1,2 \times 10^{-5} \times 206000 \times 97,83 + \frac{206000 \cdot 1,020}{2 \cdot 1850} \\ &= -114,54 \text{ МПа} \end{aligned}$$

					<i>Расчетная часть</i>	<i>Лист</i>
						42
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		

$$\sigma_{\sigma_{\text{пр}2}}^{\text{н}} = 0,3 \times 235 - 1,2 \times 10^{-5} \times 206000 \times 97,83 - \frac{206000 \cdot 1,020}{2 \cdot 1850}$$

$$= -228,12 \text{ МПа}$$

Проверку выполняем по наибольшим по абсолютному значению продольным напряжениям  $\sigma_{\sigma_{\text{пр}}}^{\text{н}} = -228,12 \text{ МПа}$ .

По формуле (13) определим значение  $\psi_3$ :

$$\psi_3 = \sqrt{1 - 0,75 \times \left( \frac{|235|}{\frac{0,99}{0,9 \cdot 1,155} \cdot 390} \right)^2} - 0,5 \times \frac{|235|}{\frac{0,99}{0,9 \cdot 1,155} \cdot 390} = 0,5198$$

По формуле (11) вычисляем значение:

$$\psi_3 \cdot \frac{m}{0,9 \cdot k_{\text{н}}} \cdot R_2^{\text{н}} = 0,5198 \cdot \frac{0,99}{0,9 \cdot 1,155} \cdot 390 = 192,97$$

Получается, что

$$192,97 \text{ МПа} \leq 228,12 \text{ МПа}$$

Определяем, что условия прочности **не выполняются**.

Для выполнения условий увеличиваем толщину стенки трубы до 11 мм.

Тогда дальше считаем:

$$\sigma_{\text{кц}} = \frac{P \cdot D_{\text{вн}}}{2\delta_{\text{н}}} = \frac{4,7 \cdot 998}{2 \cdot 11} = 213 \text{ МПа}$$

$$\sigma_{\text{пр.н}} = \mu \times \sigma_{\text{кц}} - \alpha \times E \times \Delta t + (-) \frac{E \cdot D_{\text{н}}}{2\rho_{\text{н}}}$$

где  $\rho$  - минимальный радиус упругого изгиба оси трубопровода.

Получаем, что:

$$\sigma_{\sigma_{\text{пр}1}}^{\text{н}} = 0,3 \times 213 - 1,2 \times 10^{-5} \times 206000 \times 97,83 + \frac{206000 \cdot 1,020}{2 \cdot 1850}$$

$$= -121,15 \text{ МПа}$$

$$\sigma_{\sigma_{\text{пр}2}}^{\text{н}} = 0,3 \times 213 - 1,2 \times 10^{-5} \times 206000 \times 97,83 - \frac{206000 \cdot 1,020}{2 \cdot 1850}$$

$$= -234,71 \text{ МПа}$$

					<i>Расчетная часть</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		43

Проверку выполняем по наибольшему по абсолютному значению продольным напряжениям  $\sigma_{\sigma_{\text{пр}}}^{\text{H}} = -234,71$  МПа.

По формуле (13) определим значение  $\psi_3$ :

$$\psi_3 = \sqrt{1 - 0,75 \times \left( \frac{|213|}{0,99} \right)^2} - 0,5 \times \frac{|213|}{\frac{0,99}{0,9 * 1,155} * 390} = 0,581$$

По формуле (11) вычисляем значение:

$$\psi_3 \cdot \frac{m}{0,9 \cdot k_{\text{H}}} \cdot R_2^{\text{H}} = 0,581 \cdot \frac{0,99}{0,9 * 1,155} \cdot 390 = 215,7$$

Получается, что

$$215,7 \text{ МПа} \leq 234,71 \text{ МПа}$$

Определяем, что условия прочности **не выполняются**.

Для выполнения условий увеличиваем толщину стенки трубы до 12 мм.

Тогда дальше считаем:

$$\sigma_{\text{кц}} = \frac{P \cdot D_{\text{вн}}}{2\delta_{\text{H}}} = \frac{4,7 \cdot 996}{2 \cdot 12} = 195 \text{ МПа}$$

$$\sigma_{\text{пр.Н}} = \mu \times \sigma_{\text{кц}} - \alpha \times E \times \Delta t + (-) \frac{E \cdot D_{\text{H}}}{2\rho_{\text{H}}}$$

где  $\rho$  - минимальный радиус упругого изгиба оси трубопровода.

Получаем, что:

$$\begin{aligned} \sigma_{\sigma_{\text{пр}}}^{\text{H}} 1 &= 0,3 \times 195 - 1,2 \times 10^{-5} \times 206000 \times 97,83 + \frac{206000 \cdot 1,020}{2 * 1850} \\ &= -126,55 \text{ МПа} \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} \sigma_{\sigma_{\text{пр}}}^{\text{H}} 2 &= 0,3 \times 195 - 1,2 \times 10^{-5} \times 206000 \times 97,83 - \frac{206000 \cdot 1,020}{2 * 1850} \\ &= -240,11 \text{ МПа} \end{aligned}$$

					<i>Расчетная часть</i>	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		44

Проверку выполняем по наибольшим по абсолютному значению продольным напряжениям  $\sigma_{\sigma_{\text{пр}}}^H = -240,11$  МПа.

По формуле (13) определим значение  $\psi_3$ :

$$\psi_3 = \sqrt{1 - 0,75 \times \left( \frac{|195|}{0,99} \right)^2} - 0,5 \times \frac{|195|}{\frac{0,99}{0,9 * 1,155} * 390} = 0,6278$$

По формуле (11) вычисляем значение:

$$\psi_3 \cdot \frac{m}{0,9 \cdot k_H} \cdot R_2^H = 0,6278 \cdot \frac{0,99}{0,9 * 1,155} \cdot 390 = 189,77$$

Получается, что

$$233,07 \text{ МПа} \leq 240,11 \text{ МПа}$$

Определяем, что условия прочности **не выполняются**.

Для выполнения условий увеличиваем толщину стенки трубы до 13 мм.

Тогда дальше считаем:

$$\sigma_{\text{кц}} = \frac{P \cdot D_{\text{вн}}}{2\delta_H} = \frac{4,7 \cdot 994}{2 \cdot 16} = 179,7 \text{ МПа}$$

$$\sigma_{\text{пр.}N} = \mu \times \sigma_{\text{кц}} - \alpha \times E \times \Delta t + (-) \frac{E \cdot D_H}{2\rho_H}$$

где  $\rho$  - минимальный радиус упругого изгиба оси трубопровода.

Получаем, что:

$$\begin{aligned} \sigma_{\sigma_{\text{пр}1}}^H &= 0,3 \times 179,7 - 1,2 \times 10^{-5} \times 206000 \times 97,83 + \frac{206000 \cdot 1,020}{2 * 1850} \\ &= -131,15 \text{ МПа} \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} \sigma_{\sigma_{\text{пр}2}}^H &= 0,3 \times 145,1 - 1,2 \times 10^{-5} \times 206000 \times 97,83 - \frac{206000 \cdot 1,020}{2 * 1850} \\ &= -244,7 \text{ МПа} \end{aligned}$$

Проверку выполняем по наибольшим по абсолютному значению продольным напряжениям  $\sigma_{\sigma_{\text{пр}}}^H = -244,7$  МПа.

					<i>Расчетная часть</i>	Лист
						45
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

По формуле (13) определим значение  $\psi_3$ :

$$\psi_3 = \sqrt{1 - 0,75 \times \left( \frac{|179,7|}{0,99} \right)^2} - 0,5 \times \frac{|179,7|}{\frac{0,99}{0,9 * 1,155} * 390} = 0,6658$$

По формуле (11) вычисляем значение:

$$\psi_3 \cdot \frac{m}{0,9 \cdot k_H} \cdot R_2^H = 0,6658 \cdot \frac{0,99}{0,9 * 1,155} \cdot 390 = 247,17$$

Получается, что

$$|\sigma_{пр}^H| \leq \psi_3 \cdot \frac{m}{0,9 \cdot k_H} \cdot R_2^H = 244,7 \text{ МПа} \leq 247,17 \text{ МПа}$$

$$\sigma_{кц}^H \leq \frac{m}{0,9 \cdot k_H} \cdot R_2^H = 179,7 \text{ МПа} \leq 371,25 \text{ МПа}$$

Следовательно, условия прочности трубопровода на предотвращение недопустимых пластических деформаций выполняются. Принимаем толщину стенки, обеспечивающую безопасную эксплуатацию газопровода  $\delta = 13$  мм.

#### **4.4 Расчет условий прочности трубопровода на предотвращение недопустимых пластических деформаций выполняются**

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

$$S \leq m \cdot N_{кр}, \quad (16)$$

где  $S$  – эквивалентное продольное осевое усилие в сечении трубопровода, Н;  $N_{кр}$  – продольное критическое усилие, при котором наступает потеря устойчивости, 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.

$$S = [(0,5 - \mu) \cdot \sigma_{кц} + \alpha \cdot E \cdot \Delta t] \cdot F, \quad (17)$$

					<i>Расчетная часть</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		46

где  $F$  – площадь поперечного сечения трубы,  $\text{м}^2$ .

$$F = \frac{\pi}{4} (D_{\text{н}}^2 - D_{\text{вн}}^2) = \frac{3,14}{4} (1,02^2 - 0,994^2) = 0,0411 \text{ м}^2. \quad (17)$$

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

$$N_{\text{кр}}^1 = 4,09 \cdot \sqrt[11]{P_0^4 \cdot q_{\text{верт}}^4 \cdot F^2 \cdot E^5 \cdot J^3}, \quad (18)$$

где  $P_0$  – сопротивление грунта продольным перемещениями отрезка трубопровода единичной длины;  $J$  – осевой момент инерции металла трубы;

$$J = \frac{\pi}{64} \cdot (D_{\text{н}}^4 - D_{\text{вн}}^4) = \frac{3,14}{64} (1,02^4 - 0,994^4) = 0,00521 \text{ м}^4 \quad (19)$$

$q_{\text{верт}}$  – сопротивление вертикальным перемещениям;

$$q_{\text{верт}} = n_{\text{гр}} \cdot \gamma_{\text{гр}} \cdot D_{\text{н}} \cdot \left( h_0 + \frac{D_{\text{н}}}{2} - \frac{\pi D_{\text{н}}}{8} \right) + q_{\text{тр}} \quad (20)$$

$$P_0 = \pi D_{\text{н}} \cdot (c_{\text{гр}} + P_{\text{гр}} \cdot \text{tg} \varphi_{\text{гр}}) \quad (21)$$

Для торфа:

$\varphi_{\text{гр}} = 20^\circ$  – угол внутреннего трения грунта;

$\text{tg} \varphi_{\text{гр}} = 0,4$  ;

$c_{\text{гр}} = 2,25$  кПа – коэффициент сцепления грунта;

$\gamma_{\text{гр}} = 7000$  Н/м<sup>3</sup> – удельный вес грунта;

$k_0 = 1$  МН/м<sup>3</sup> .

Среднее удельное давление на единицу поверхности контакта трубопровода с грунтом:

$$P_{\text{гр}} = \frac{2 \cdot n_{\text{гр}} \cdot \gamma_{\text{гр}} \cdot D_{\text{н}} \left[ \left( h_0 + \frac{D_{\text{н}}}{8} \right) + \left( h_0 + \frac{D_{\text{н}}}{2} \right) \cdot \text{tg}^2 \left( 45^\circ - \frac{\varphi_{\text{гр}}}{2} \right) \right] + q_{\text{тр}}}{\pi D_{\text{н}}} \quad (22)$$

					<i>Расчетная часть</i>	<i>Лист</i>
						47
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		



где  $n_{гр} = 0,8$  – коэффициент надежности по нагрузке от веса грунта;  $h_0$  – высота слоя засыпки;  $q_{тр}$  – расчетная нагрузка от собственного веса заизолированного трубопровода с перекачиваемым продуктом.

$$q_{тр} = q_m + q_{и} + q_{пр}, \quad (23)$$

Нагрузка от собственного веса металла трубы:

$$q_m = n_{св} \cdot \gamma_m \cdot \frac{\pi}{4} (D_H^2 - D_{ВН}^2), \quad (24)$$

где  $n_{св} = 0,95$  – коэффициент надежности по нагрузкам;  $\gamma_m = 78500 \text{ Н/м}^3$  – удельный вес металла.

Нагрузка от собственного веса изоляции для подземных трубопроводов:

$$q_{и} = 0,1 \cdot q_m \quad (25)$$

Нагрузка от веса нефти в трубе:

$$q_{пр} = \rho_{пр} \cdot g \cdot \frac{\pi d^2}{4} = 800 \cdot 9,81 \cdot \frac{3,14 \cdot 0,994^2}{4} = 6087 \text{ Н/м.}$$

$$q_m = 0,95 \cdot 78500 \cdot \frac{3,14}{4} (1,02^2 - 0,994^2) = 3067,6 \text{ Н/м.}$$

$$q_{и} = 0,1 \cdot 3067,6 = 306,75 \text{ Н/м.}$$

$$q_{тр} = q_m + q_{и} + q_{пр} = 3067,6 + 6087 + 306,75 = 9461,45 \text{ Н/м.}$$

По формуле (22) определяем среднее удельное давление на единицу поверхности контакта трубопровода с грунтом:

					<i>Расчетная часть</i>	<i>Лист</i>
						48
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		

$$P_{гр} = \frac{2 \cdot 0,8 \cdot 7000 \cdot 1,02 \left[ \left(0,8 + \frac{1,02}{8}\right) + \left(0,8 + \frac{1,02}{2}\right) \cdot tg^2 \left(45^\circ - \frac{20}{2}\right) \right] + 9461,45}{3,14 \cdot 1,02} = 2990,7 \text{ Н.}$$

$$P_0 = 3,14 \cdot 1,02 \cdot (2250 + 2990,7 \cdot tg20) = 10692,63 \text{ Н.}$$

$$q_{верт} = 0,8 \cdot 7000 \cdot 1,02 \cdot \left(0,8 + \frac{1,02}{2} - \frac{3,14 \cdot 1,02}{8}\right) + 9461,45 = 14659,37 \text{ Н/м}$$

$$J = \frac{\pi}{64} \cdot (D_H^4 - D_{BH}^4) = \frac{3,14}{64} (1,02^4 - 0,994^4) = 0,00521 \text{ м}^4$$

$$N_{кр}^1 = 4,09 \cdot \sqrt[11]{P_0^4 \cdot q_{верт}^4 \cdot F^2 \cdot E^5 \cdot J^3} = 4,09 \cdot \sqrt[11]{10692,63^4 \cdot 14659,37^4 \cdot 0,0411^2 \cdot 206000000000^5 \cdot 0,00521^3} = 72,400 \text{ МН.}$$

$$S = [(0,5 - 0,3) \cdot 202,8 + 0,000012 \cdot 206000 \cdot 59] \cdot 0,0411 = 7,65 \text{ МН}$$

$$S \leq m \cdot N_{кр}^1,$$

$$7,65 \leq 0,99 \cdot 72,400$$

$$7,65 \leq 71,676$$

Следовательно, в случае пластической связи трубопровода с грунтом общая устойчивость трубопровода в продольном направлении **обеспечена**.

					<i>Расчетная часть</i>	Лист
						49
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

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

$$N_{кр}^2 = 2 \cdot \sqrt{k_0 \cdot D_H \cdot E \cdot J} = 2 \cdot \sqrt{1 \cdot 1,02 \cdot 206000 \cdot 0,00521} = 66 \text{ МН} \quad (26)$$

$$S \leq m \cdot N_{кр}^2,$$

$$7,65 \leq 0,99 \cdot 66$$

$$7,65 \leq 65,43$$

Следовательно, условие устойчивости прямолинейных участков нефтепродуктопровода **обеспечено**.

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

$$\theta_\beta = \frac{1}{\rho \cdot \sqrt[3]{\frac{q_{верт}}{E \cdot J}}} = \frac{1}{1850 \cdot \sqrt[3]{\frac{14659,37}{2060000000000 \cdot 0,00521}}} = 0,022 \quad (27)$$

$$Z_\beta = \frac{\sqrt{\frac{P_0 \cdot F}{q_{верт} \cdot J}}}{\sqrt[3]{\frac{q_{верт}}{E \cdot J}}} = \frac{\sqrt{\frac{10692,63 \cdot 0,0411}{14659,37 \cdot 0,00521}}}{\sqrt[3]{\frac{14659,37}{2060000000000 \cdot 0,00521}}} = 99,95. \quad (28)$$

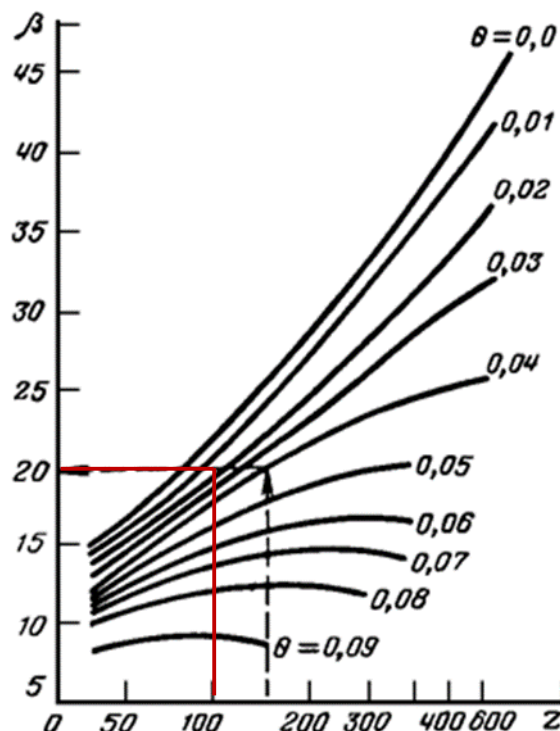


Рис.19. Номограмма для определения коэффициента  $\beta$

$$(\beta \approx 19)$$

Для криволинейных (выпуклых) участков трубопровода, выполненных упругим изгибом, в случае пластической связи трубы с грунтом критическое усилие рассчитывается по 2-м условиям:

$$N_{кр}^3 = \beta \cdot \sqrt[3]{q_{верт}^2 \cdot E \cdot J} = 19 \cdot \sqrt[3]{14659,37^2 \cdot 206000000000 \cdot 0,00521} \quad (29)$$

$$= 12,265 \text{ МН.}$$

$$S \leq m \cdot N_{кр}^3,$$

$$7,65 \leq 0,99 \cdot 12,265$$

$$7,65 \leq 12,142$$

$$N_{кр}^4 = 0,375 \cdot q_{верт} \cdot \rho = 0,375 \cdot 14659,37 \cdot 1850 = 10,169 \text{ МН.}$$

$$S \leq m \cdot N_{кр}^4,$$

$$7,65 \leq 0,99 \cdot 10,169$$

$$7,65 \leq 10,067$$

Следовательно, условие устойчивости криволинейных участков выполняется.

#### 4.5 Расчет толщины теплоизоляционного слоя

Таблица 7 – Значения коэффициента условий работы трубопровода  $\gamma_d$

[3]

Диаметр трубопровода, дн	1,02 м
Температура нефти в трубе, тв	60°C
Температура окружающей среды, тос	-52°C

					<b>Расчетная часть</b>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		51

Коэффициент теплопроводности полиизоцианурата, $\lambda_{PIR}$	0,023 Вт/(м×°С)
Коэффициент теплопроводности пенополиуретана, $\lambda_{PUR}$	0,029 Вт/(м×°С)

Основная методика расчета толщины тепловой изоляции по нормированной плотности теплового потока определена в таких документах, как [4]:

Стенка трубы является цилиндрической, но значение ее толщины намного меньше других параметров нефтепровода. Исходя из этого, мы можем воспользоваться закономерностями, которые используются для плоской стенки.

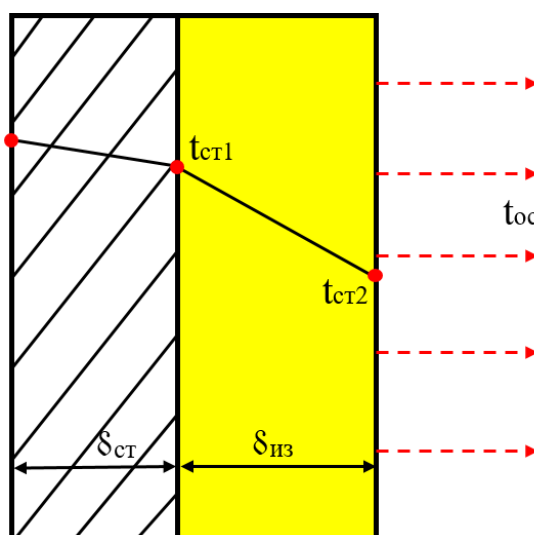


Рис.20. Общая схема передачи теплоты

Определение толщины теплоизоляционного слоя из полиизоцианурата начинается с нахождения плотности теплового потока [4]:

$$q_L = 112,6 \text{ Вт/м} \quad (30)$$

Тепловой поток определяет интенсивность теплообмена во времени или мощность теплообмена.

Определяющей формулой является:

$$\ln B = 2\pi\lambda_{из} \cdot \left[ \left( \frac{K * (t_B - t_{oc})}{q_L} \right) - R_H \right] \quad (31)$$

где  $K$  - через опоры трубопроводов в расчете толщины тепловой изоляции по нормативной плотности теплового потока принимается равным 1;

$R_H$  - линейное термическое сопротивление теплоотдаче наружной изоляции,  $\text{м}\cdot\text{°C}/\text{Вт}$  (Определяется по Таблица В.3);

$\lambda_{\text{из}}$  - коэффициент теплопроводности утеплителя,  $\text{Вт}/(\text{м}\cdot\text{°C})$ , для полиизоцианурата;

$t_{\text{в}}$  - температура среды внутри изолируемого объекта,  $\text{°C}$ ;

$t_{\text{ос}}$  - температура окружающей среды,  $\text{°C}$ , (температура окружающей среды принимает самое низкое значение для данного региона.).

Предварительно определяем величину  $\ln B$ :

$$B = \frac{(d_H - 2\delta_{\text{из}})}{d_{\text{из}}} \quad (32)$$

где  $d_H$  - наружный диаметр стенки, м;

$d_{\text{из}}$  - наружный диаметр изоляции, м.

Посчитав формулу (32) определили, что

$$B_{\text{ПИР}} = 1,137$$

Следующим действием будет определение требуемой толщины теплоизоляции по формуле:

$$\delta_{\text{из}} = \frac{d_H(B - 1)}{2} \quad (33)$$

Из формулы (33) получаем, что толщина теплоизоляционного слоя из полиизоцианурата при данных условиях:

$$\delta_{\text{изПИР}} = 0,075 \text{ м}$$

Проведем аналогичные расчеты при тех же параметрах трубопровода и погодных условиях для теплоизоляционного материала изготовленного на основе из ППУ, получаем что:

$$B_{\text{ППУ}} = 1,2$$

$$\delta_{\text{изППУ}} = 0,102 \text{ м}$$

					<i>Расчетная часть</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		53

В результате проведенной работы было предложено использование полиизоцианурата в качестве основного материала для теплоизоляции магистральных нефтепроводов. Согласно руководящим документам, были произведены расчеты толщины теплоизоляционного слоя для двух материалов и экономических показателей, которые выявили следующие результаты:

- Минимальная толщина теплоизоляционного слоя с применением пенополиуретан составляет 0,102 м;
- Минимальная толщина теплоизоляционного слоя с применением полиизоцианурата составляет 0,075 м.

В целом, это обуславливается более низким коэффициентом теплопроводности и наибольшей жесткостью, которые в совокупности позволяют уменьшить толщину теплоизоляционного слоя полиизоцианурата.

					<i>Расчетная часть</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		54

## ГЛАВА 5. ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ, РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ

### 5.1 Введение

Актуальность исследования обусловлена исчерпанием запасов нефти на существующих месторождениях обуславливает необходимость поиска и эксплуатации Российским нефтегазовым комплексом новых объектов залежи, в том числе находящихся в условиях Крайнего Севера, где нефтепровод подвергается воздействию многолетних мерзлых грунтов, и среднегодовая температура является отрицательной. Для оценки перспективности исследования был проведен SWOT-анализ проекта, а также анализ степени готовности проекта к коммерциализации.

### 5.2 Оценка коммерческого потенциала и перспективности проведения научных исследований с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения

#### 5.2.1 Потенциальные потребители результатов исследования

Строительство и эксплуатация трубопроводов в условиях многолетнемерзлых грунтов, вынуждает использование надежной теплоизоляции. Эффективная теплоизоляция снижает издержки по их эксплуатации, т.к. минимизирует возможность остановки нефтепровода из-за влияния низких температур на нефть.

Для анализа потребителей результатов исследования необходимо рассмотреть целевой рынок и провести его сегментирование. Целевыми потребителями исследования являются предприятия нефтяной и газовой промышленности, занимающиеся эксплуатацией магистральных трубопроводов. Особый интерес будет вызывать у компаний, занимающихся транспортом нефти с Северных месторождений.

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата			
					Разработка комплекса мероприятий по повышению эффективности эксплуатации нефтепроводов в условиях многолетнемерзлых грунтов		
Разраб.		Батухтин А.А.		06.06	Лит.	Лист	Листов
Руковод.		Саруев А.Л.		06.06		55	100
Рук-ль ООП		Брусник О.В.		06.06	Отделение нефтегазового дела Группа 2Б8А		



Потребителями являются коммерческие организации, следовательно критериями являются размер компании и вид теплоизоляционных материалов. На основании выбранных критериев строится карта сегментирования рынка.

Таблица №7 - Карта сегментирования рынка

Размер компании		Пенополиуретан	Минеральная вата	Полиизоцианурат
	Крупные			Не используется
	Средние			Не используется
	Мелкие			Не используется

Анализ сегментирования рынка показал, что спрос на теплоизоляцию как пенополиуретан может быть от крупных и средних предприятий компаний, занимающихся транспортом нефти с Северных месторождений в основном таких размеров) Также пенополиуретан считается наиболее герметичными, механически прочными и долговечными. А инновационный материал полиизоцианурат не используется на Российском рынке.

### 5.2.2 Анализ конкурентных технических решений

Для количественной оценки качественных характеристик, таких как зависимость от погодных условий, время на реализацию, экологическая составляющая и др. предлагается применение технологии QuaD. Данная технология применяется при бизнес-планировании, снижает трудоемкость этого процесса, а также повышает точность и достоверность результатов.

Оценим технологию строительства нефтепровода по технологии QuaD по формуле:

$$P_{CP} = \sum V_i \cdot B_i \quad (5.1)$$

где  $P_{CP}$  – средневзвешенное значение показателя качества и перспективности научной разработки;  $V_i$  – вес показателя (в долях единицы);  $B_i$  – средневзвешенное значение  $i$ -го показателя.

Проведем оценку качества с помощью технологии QuaD в таблице 8.

Таблица 8 – Оценка качества с помощью технологии QuaD

Критерии оценки	Вес критерия	Баллы	Макс. балл	Отн. значение	Завершенное
		ПИР	ППУ	ПИР	ППУ
1	2	3	4	5	6
<b>Технические критерии оценки ресурсоэффективности</b>					
1.Удобство в эксплуатации	0,15	5	4	0,75	0,6
2.Надежность	0,15	5	5	0,75	0,75
3.Долговечность	0,14	5	4	0,7	0,56
4.Экологическая безопасность	0,15	5	5	0,75	0,75
5.Теплопроводность	0,13	5	4	0,65	0,52
<b>Экономические критерии оценки эффективности</b>					
1. Цена	0,14	4	5	0,56	0,7
2. Срок эксплуатации	0,12	5	4	0,6	0,48
Итого	<b>1</b>	<b>38</b>	<b>45</b>	<b>4,76</b>	<b>4,35</b>

В строке «Итого» указана сумма всех конкурентоспособностей. Анализ технических решений теплоизоляционных материалов показал, что наиболее эффективным является полиизоцианурат(ПИР). Преимущество заключается в гарантированной экологичности и безопасности материала, высоких прочностных характеристиках и большем сроке эксплуатации, что, безусловно, экономит силы и средства. Уязвимость конкурента обусловлена, в основном, относительно низкой себестоимостью.

### 5.2.3 SWOT-анализ

SWOT – Strengths (сильные стороны), Weaknesses (слабые стороны), Opportunities (возможности) и Threats (угрозы) – представляет собой комплексный анализ научно-исследовательского проекта. Он проводится в несколько этапов.

Первый этап заключается в описании сильных и слабых сторон проекта,

					<b>Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность, ресурсосбережение</b>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		57

в выявлении возможностей и угроз для реализации проекта, которые проявились или могут появиться в его внешней среде.

Второй этап состоит в выявлении соответствия сильных и слабых сторон научно-исследовательского проекта внешним условиям окружающей среды. Это соответствие или несоответствие должны помочь выявить степень необходимости проведения стратегических изменений.

Результаты SWOT-анализа исследования, проведенного в рамках данной выпускной квалификационной работы, представлены в таблице 9.

Таблица 9- Матрица SWOT

<p><b>Сильные стороны проекта:</b></p> <p>С1. Сокращение объемов; строительных материалов;</p> <p>С2. Быстрая переподготовка сотрудников;</p> <p>С4. Класс горючести Г1;</p> <p>С5. Высокая прочность.</p>	<p><b>Слабые стороны проекта:</b></p> <p>Сл1. Высокая цена.</p>
<p><b>Возможности:</b></p> <p>В1. Поддержка государства при производстве;</p> <p>В2. Появление дополнительного спроса.</p>	<p><b>Угрозы:</b></p> <p>У1. Повышение затрат на изоляционные работы;</p> <p>У2. Изменение нормативных стандартов.</p>

Выявляются соответствия сильных и слабых сторон научно-исследовательской работы внешним условиям окружающей среды. На данном этапе строятся интерактивные матрицы проекта (таблицы 10,11,12,13).

Таблица 10 – Интерактивная матрица проекта «Сильные стороны и возможности»

Возможности		C1	C2	C3	C4	C5
	B1	+	+	+	+	+
	B2	+	+	+	+	+

Таблица 11 – Интерактивная матрица проекта «Слабые стороны и возможности»

Слабые стороны		
Возможности	Сл.1	
	B1	-
	B2	-

Таблица 12 – Интерактивная матрица проекта «Сильные стороны и угрозы»

Угрозы		C1	C2	C3	C4	C5
	У1	-	+	+	+	+
	У2	-	-	-	+	-

Таблица 13 – Интерактивная матрица проекта «Слабые стороны и угрозы»

Слабые стороны		
Угрозы	Сл.1	
	У1	0
	У2	+

На третьем этапе составляется итоговая матрица SWOT – анализа (таблица 13).

Таблица 14 – SWOT-анализ

	<p><b>Сильные стороны:</b>                  С1. Сокращение объемов; строительных материалов;                  С2. Быстрая переподготовка сотрудников;                  С4. Класс горючести Г1;</p>	<p><b>Слабые стороны:</b>                  Сл1. Высокая цена.</p>
--	--	---

	<b>С5. Высокая прочность.</b>	
<b>Возможности:</b> В1. Поддержка государства при производстве; В2. Появление дополнительного спроса..	1.Сокращение объемов строительных материалов за счет улучшения их свойств позволит сократить сроки работ. 2.Уменьшение габаритов и массы строительным материалов снизит физическую нагрузку на персонал	1.Вдолгосрочной перспективе высокая стоимость окупится снижением затрат на подогрев продукта, для его транспортировки. 2.При использовании технологических достижений исключается такой недостаток как низкая прочность материала
<b>Угрозы:</b> У1. Повышение затрат на изоляционные работы; У2. Изменение нормативных стандартов.	1.сокращение объемов строительных материалов за счет улучшения их свойств позволит применять материал без повышения затрат. 2.Наличие соответствующих сертификатов позволит действовать в рамках законодательства. Быстрая переподготовка	1.Внедрение контроля качества позволит применять материал в более широких масштабах

### 5.3 Планирование научно-исследовательских работ

#### 5.3.1 Структура работ в рамках научного исследования

Порядок этапов и работ, распределение исполнителей по данным видам работ приведен в таблице 15.

Таблица 15 – Перечень этапов, работ и распределение исполнителей

Название	Деятельность, дни	Дата начала работ	Дата окончания работ	Исполнитель
Выдача задания по выполнению НИР	2	10.02.2022	15.03.2022	Инженер
Постановка цели и задач, актуальность, научная новизна	7	16.02.2022	01.03.2022	Руководитель, инженер
Литературый обзор	47	02.03.2022	18.04.2022	Инженер
Расчетная часть	5	20.04.2022	30.04.2022	Руководитель, инженер
Анализ результатов	5	01.05.2022	10.05.2022	Руководитель, инженер
Разработка раздела «Финансовый менеджмент»	7	11.05.2022	20.05.2022	Консультант, инженер
Разработка раздела «Социальная ответственность»	7	21.05.2022	30.04.2022	Консультант, инженер
Оформление отчета по НИР	7	01.06.2022	10.06.2022	Инженер
<b>ИТОГО</b>	<b>108</b>			

### 5.3.2 Определение трудоемкости выполнения работ

Трудоемкость носит вероятностный характер и оценивается экспертным путем в человеко-днях по формуле:

$$t_{ожи} = \frac{3t_{mini} + 2t_{maxi}}{5} \quad (5.2)$$

где  $t_{ожи}$  – ожидаемая трудоемкость выполнения  $i$ -ой работы чел.-дн.;  
 $t_{mini}$  – минимальное возможная трудоемкость выполнения заданной  $i$ -ой работы чел.-дн.;  $t_{maxi}$  – максимальное возможная трудоемкость выполнения

					<b>Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность, ресурсосбережение</b>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		61

заданной  $i$ -ой работы чел.-дн.

Исходя из ожидаемой трудоемкости работ, определяется продолжительность каждой работы в рабочих днях  $T_{pi}$ , учитывающая параллельность выполнения работ несколькими исполнителями. Такое вычисление необходимо для обоснованного расчета заработной платы, так как удельный вес зарплаты в общей сметной стоимости научных исследований составляет около 65 %.

$$T_{pi} = \frac{t_{ожi}}{Ч_i} \quad (5.3)$$

где  $t_{ожi}$  – ожидаемая трудоемкость выполнения  $i$ -ой работы чел.-дн.;  $T_{pi}$  – продолжительность одной работы, раб. Дн.;  $Ч_i$  – численность исполнителей, выполняющих одновременно одну и ту же работу на данном этапе, чел.

### 5.3.3 Разработка графика проведения научного исследования

Для построения графика (диаграммы Ганта), длительность каждого этапа работы следует перевести из рабочих дней в календарные дни. Воспользуемся следующей формулой:

$$T_{ki} = T_{pi} \cdot k_{кал}, \quad (5.4)$$

где  $T_{ki}$  – продолжительность выполнения  $i$  – работы в календарных днях;

$T_{pi}$  – продолжительность выполнения  $i$  – работы в рабочих днях;

$k_{кал}$  – коэффициент календарности.

Коэффициент календарности определяется по следующей формуле:

$$k_{кал} = \frac{T_{кал}}{T_{кал} - T_{вых} - T_{пр}}, \quad (5.5)$$

где  $T_{кал}$  – количество календарных дней в году;

$T_{вых}$  – количество выходных дней в году;

$T_{пр}$  – количество праздничных дней в году.

$$k_{кал} = \frac{365}{365 - 52 - 14} = \frac{365}{299} = 1,22$$

Календарный план проекта представлен в таблице 16.

					<i>Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность, ресурсосбережение</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		62

Таблица 16 – Календарный план проекта

Наименование работы	Трудоемкость			Исполнители	Длительность, рабочие дни $T_p$	Длительность, календарные дни $T_k$
	$t_{min}$ , чел- дни	$t_{max}$ , чел- дни	$t_{ож}$ , чел- дни			
Выдача задания по выполнению НИР	2	5	3,2	Руководитель	3,2	4
Постановка цели и задач, актуальность, научная новизна	7	19	8,2	Руководитель, инженер	8,2	10
Литературый обзор	47	50	48,2	Инженер	48,2	49
Расчетная часть	5	7	5,8	Руководитель, инженер	5,8	6
Результаты и обсуждение	5	7	5,8	Руководитель , инженер	5,8	6
Разработка раздела «Финансовый менеджмент»	7	10	8,2	Консультант, инженер	8,2	10
Разработка раздела «Социальная ответственность»	7	10	8,2	Консультант, инженер	8,2	10
Оформление отчета по НИР	7	12	9	Инженер	9	11
<b>Итого:</b>						
Руководитель					14,8	16
Инженер					93,4	102

Диаграмма Ганта – горизонтальный ленточный график, на котором работы по теме представляются протяженными во времени отрезками, характеризующимися датами начала и окончания выполнения работ.

Разбивка графика идет по месяцам и декадам (10 дней).

Диаграмма Ганта данной научно-исследовательской работы приведена в таблице 17.



Таблица 17 - Диаграмма Ганта

Наименование работ	Исполнитель	Продолжительность работ													
		Февраль		Март			Апрель			Май			Июнь		
		2	3	1	2	3	1	2	3	1	2	3	1	2	
Выдача задания по выполнению НИР	Руководитель	■													
Постановка цели и задач, актуальность, научная новизна	Руководитель, инженер		■												
<u>Литературный обзор</u>	Инженер		▨	■	■	■	■	■	■						
Расчетная часть	Руководитель, инженер									▨					
Результаты и обсуждение	Руководитель, инженер										▨				
Разработка раздела «Финансовый менеджмент»	Консультант, инженер											■			

#### 5.4 Бюджет научно-исследовательской работы (НИР)

Бюджет НИР должен отражать все расходы, связанные с его проведением. При его формировании используются группы затрат по таким статьям, как материальные затраты, затраты на оборудование для проведения экспериментальной части, основная заработная исполнителей и т.д.

##### 5.4.1 Расчет материальных затрат НИР

В данную статью включают все затраты, связанные с приобретением специального оборудования (приборов, контрольно-измерительной аппаратуры, устройств и механизмов), необходимого для проведения работ по конкретной теме. В данном случае затраты пришлись на компьютер (табл. 6).

Таблица 13 – Затраты на специальное оборудование  $Z_M = (1 + k_T) \cdot \sum_{i=1}^m C_i \cdot N_{расхi}$ ,

где  $m$  – количество видов материальных ресурсов, потребляемых при выполнении научного исследования;

$C_i$  – цена приобретения единицы  $i$ -го вида потребляемых материальных ресурсов;

$N_{расхi}$  – количество материальных ресурсов  $i$ -го вида, планируемых к

использованию при выполнении НИР;

$k_T$  – коэффициент, учитывающий транспортно-заготовительные расходы (принимается 15 %)

Результаты расчета издержек на материалы в процессе проведения НИР представлены в таблице 18.

Таблица 18 – Затраты на специальное оборудование

Наименование	Единица измерения	Количество	Цена за ед., руб.	Общая стоимость оборудования, руб.
Компьютер	шт.	1	40000	40000
<b>Итого:</b>				<b>40000</b>

#### 5.4.2 Расчет основной заработной платы

Основная заработная плата работников (руководителя, инженера), занятых выполнением НИИ, рассчитывается по формуле:

$$Z_{\text{осн}} = Z_{\text{дн}} \cdot T_p, \quad (5.6)$$

где  $Z_{\text{осн}}$  – основная заработная плата одного работника;

$T_p$  – продолжительность работ, выполняемых научно-техническим работником, раб. дн. (таблица 2);

$Z_{\text{зд}}$  – среднедневная заработная плата работника, руб.

Среднедневная заработная плата работника рассчитывается по формуле:

$$Z_{\text{дн}} = \frac{Z_m \cdot M}{F_d}, \quad (5.7)$$

где  $Z_m$  – месячный должностной оклад работника, руб.;

$M$  – количество месяцев работы без отпуска в течение года:

при отпуске в 24 раб. дня  $M = 11,2$  месяца, 5-дневная неделя;

при отпуске в 48 раб. дней  $M = 10,4$  месяца, 6-дневная неделя;

$F_d$  – действительный годовой фонд рабочего времени научно-технического персонала, раб. дн. (таблица 19).

Таблица 19 – Баланс рабочего времени

Показатели времени	рабочего	Руководитель	Инженер
Календарное число дней		365	365
Количество нерабочих дней			
- выходные дни			
- праздничные дни		52	52
		14	14
Потери рабочего времени			
- отпуск		56	28
- невыходы по болезни		0	0
Действительный фонд рабочего времени	годовой	243	271

Месячный должностной оклад работника:

$$Z_m = Z_{тс} \cdot (1 + k_{пр} + k_d) \cdot k_p, \quad (5.8)$$

где  $Z_{тс}$  – заработная плата по тарифной ставке, руб.;

$k_{пр}$  – премиальный коэффициент, равный 0,3 (т.е. 30 % от  $Z_{тс}$ );

$k_d$  – коэффициент доплат и надбавок составляет примерно 0,2 – 0,5;

$k_p$  – районный коэффициент, равный 1,3 (для г.Томска).

Расчет основной заработной платы приведен в таблице 20.

Таблица 20 – Расчет основной заработной платы

Исполнитель	Оклад, руб.	$k_{пр}$	$k_d$	$k_p$	$Z_m$ , руб.	$Z_{дн}$ , руб.	$T_p$ , раб. дн.	$Z_{осн}$ , руб.
Руководитель	37 700	0,3	0,25	1,3	75 965,5	1 613	14,8	23 872
Инженер	19 200	0,3	0,25	1,3	38 688	1 599	93,4	149 346

### 5.4.3 Расчет дополнительной заработной платы

Расчет дополнительной заработной платы производится по следующей формуле: (5.9)

$$Z_{\text{доп}} = k_{\text{доп}} \cdot Z_{\text{осн}},$$

где  $k_{\text{доп}}$  - коэффициент дополнительной заработной платы (принимается равным 0,12 – 0,15).

Дополнительная и общая заработные платы исполнителей работы представлены в таблице 21.

Таблица 21 – Расчет дополнительной и общей заработных плат

Исполнитель	$k_{\text{доп}}$	$Z_{\text{осн}}$ , руб.	$Z_{\text{доп}}$ , руб.
Руководитель	0,13	23 872	3 103
Инженер	0,13	149 346	19 415

### 5.4.4 Отчисления во внебюджетные фонды (страховые отчисления)

Величина отчислений во внебюджетные фонды рассчитывается по следующей формуле:

$$Z_{\text{внеб}} = k_{\text{внеб}} \cdot (Z_{\text{осн}} + Z_{\text{доп}}), \quad (5.10)$$

где  $k_{\text{внеб}}$  – коэффициент отчислений на уплату во внебюджетные фонды.

Для учреждений, осуществляющих образовательную и научную деятельность размер страховых взносов равен 30 %.

В таблице 22 представлена величина отчислений во внебюджетные фонды.

Таблица 22 – Отчисления во внебюджетные фонды

Исполнитель	Основная заработная плата, руб.	Дополнительная заработная плата, руб.
Руководитель	23 872	3 103
Инженер	149 346	19 415
Коэффициент отчислений во внебюджетные фонды	0,30	
<b>Итого</b>	58 937	

<b>Руководитель</b>	8 122
<b>Инженер</b>	50 815

#### 5.4.5 Накладные расходы

Накладные расходы учитывают затраты организации, не попавшие в вышеуказанные статьи расходов, например, оплата услуг связи, электроэнергии, печать материалов исследования и т.п. Величина данных расходов рассчитывается по формуле:

$$Z_{\text{накл}} = (\text{сумма статей } 1 \div 5) \cdot k_{\text{нр}}, \quad (5.11)$$

где  $k_{\text{нр}}$  – коэффициент, учитывающий накладные расходы (коэффициент берется в размере 16 %).

$$Z_{\text{накл}} = (40\,000 + 173\,218 + 22\,518 + 58\,937) \cdot 0,16 = 47\,147 \text{ руб.}$$

#### 5.4.6 Формирование бюджета затрат НИР

Бюджет затрат на научно-исследовательский проект приведен в таблице 23.

Таблица 23 – Расчет бюджета затрат НИР

Наименование статьи	Сумма, руб.	Примечание
1. Материальные затраты НИР	40 000	Пункт 5.4.1
2. Затраты по основной заработной плате исполнителей темы	173 218	Пункт 5.4.2
3. Затраты по дополнительной заработной плате исполнителей темы	22 518	Пункт 5.4.3
4. Отчисления во внебюджетные фонды	58 937	Пункт 5.4.4
5. Накладные расходы	47 147	Пункт 5.4.5
6. Бюджет затрат НИР	341 820	

### 5.5 Определение ресурсной (ресурсосберегающей), финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности исследования

Определение эффективности происходит на основе расчета интегрального показателя эффективности научного исследования. Его нахождение связано с

					<i>Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность, ресурсосбережение</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		68

определением двух средневзвешенных величин: финансовой эффективности и ресурсоэффективности.

Интегральный финансовый показатель разработки определяется как:

$$I_{\text{финр}}^{\text{исп.}i} = \frac{\Phi_{pi}}{\Phi_{\text{max}}}, \quad (5.12)$$

где  $I_{\text{финр}}^{\text{исп.}i}$  – интегральный финансовый показатель разработки;

$\Phi_{pi}$  – стоимость  $i$ -го варианта исполнения;

$\Phi_{\text{max}}$  – максимальная стоимость исполнения научно-исследовательской работы проекта (в т.ч. аналоги).

Полученная величина интегрального финансового показателя разработки отражает соответствующее численное увеличение бюджета затрат разработки в разгах (значение больше единицы), либо соответствующее численное удешевление стоимости разработки в разгах (значение меньше единицы, но больше нуля).

Интегральный показатель ресурсоэффективности вариантов исполнения объекта исследования можно определить следующим образом:

$$I_{pi} = \sum a_i \cdot b_i, \quad (5.13)$$

где  $I_{pi}$  – интегральный показатель ресурсоэффективности для  $i$ -го варианта исполнения разработки;

$a_i$  – весовой коэффициент  $i$ -го варианта исполнения разработки;

$b_i^a, b_i^b$  – балльная оценка  $i$ -го варианта исполнения разработки, устанавливается экспертным путем по выбранной шкале оценивания;

$n$  – число параметров сравнения.

Разработка стоит 341 820 руб.

Расчет интегрального финансового показателя приведен в таблице 24.

Таблица 24 – Интегральный финансовый показатель

№ Исп.	Стоимость исполнения, руб.	Максимальная стоимость исполнения	Интегральный финансовый показатель

1	341 820	341 820	1
2	334 985		0,98

Результаты по расчету интегрального показателя ресурсоэффективности представлены в таблице 25.

Таблица 25 – Сравнительная оценка характеристик вариантов исполнения работы

Объект исследования Критерии	Весовой коэффициент параметра	Исп.1 (Разработанный метод)	Исп.2 (Аналог)
1. Экологичность	0,25	4	4
2. Скорость процесса	0,25	5	3
3. Энергоемкость процесса	0,25	4	3
4. Удобство оборудования	0,25	4	2

$$I_{p-исп.1} = 4 \cdot 0,25 + 5 \cdot 0,25 + 4 \cdot 0,25 + 4 \cdot 0,25 = 4,25;$$

$$I_{p-исп.2} = 4 \cdot 0,25 + 3 \cdot 0,25 + 3 \cdot 0,25 + 2 \cdot 0,25 = 3;$$

Интегральный показатель эффективности вариантов исполнения ( $I_{исп.i}$ ) определяется на основании интегрального показателя ресурсоэффективности и интегрального финансового показателя по формуле:

$$I_{исп.1} = \frac{I_{p-исп.1}}{I_{финр.1}}, I_{исп.2} = \frac{I_{p-исп.2}}{I_{финр.2}} \text{ и т. д.} \quad (5.14)$$

Сравнение интегрального показателя эффективности текущего проекта и аналога позволяет определить сравнительную эффективность проекта.

Сравнительная эффективность проекта:

$$\mathcal{E}_{ср} = \frac{I_{исп.1}}{I_{исп.2}}, \quad (5.15)$$

где  $\mathcal{E}_{ср}$  – сравнительная эффективность проекта,  $I_{исп.1}$  – интегральный показатель для данной работы,  $I_{исп.2}$  – интегральный показатель аналога.

Сравнительная эффективность разработки представлена в таблице 26.

Таблица 26 – Сравнительная эффективность разработки

Показатели	Исп.1 (Разработанный метод)	Исп.2 (Аналог)
Интегральный финансовый показатель разработки	1	0,98
Интегральный показатель ресурсоэффективности разработки	4,25	3
Интегральный показатель эффективности	4,25	3,06
Сравнительная эффективность проекта	1,39	

### Выводы по разделу

В результате проведенной работы была создана конкурентоспособная разработка, отвечающая современным требованиям в области ресурсоэффективности, ресурсосбережения и финансового менеджмента.



## 6. СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ

Вопросам безопасного ведения технологического процесса на объектах трубопроводного транспорта углеводородов необходимо уделять исключительное внимание. Ошибочное выполнение технологической операции может привести к образованию горючей или взрывоопасной среды, к авариям и несчастным случаям. Поэтому одним из приоритетов каждого предприятия, занимающей перекачкой углеводородов, является обеспечение безопасности жизни и здоровья работников во время трудовой деятельности, что требует постоянного улучшения и соблюдения условий и охраны труда, промышленной и экологической безопасности.

В разделе «Социальная ответственность» рассматривается рабочая зона трубопроводчика линейного. Его рабочее место располагается в месте прокладки НП.

В данной работе проведены исследования с целью повышения надежности и безопасности функционирования опасного производственного объекта, в данном случае промысловых трубопроводов и их объектов. При разработке раздела учитывались действующие НТД, обеспечивающие безопасность и экологичность проекта.

### 6.1 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности

#### 6.1.1 Специальные правовые нормы трудового законодательства

Основным принципом деятельности организаций Компании в области охраны труда является признание приоритета жизни и здоровья работников. Отношение между работником и работодателем регламентируется трудовым законодательством. Согласно статье 212 ТК РФ [32], работодатель должен обеспечить работников безопасными условиями и охраной труда, что включает в себя безопасность при работе с оборудованием и безопасность при выполнении технологических процессов.

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата			
					Разработка комплекса мероприятий по повышению эффективности эксплуатации нефтепроводов в условиях многолетнемерзлых грунтов		
Разраб.		Батухтин А.А.		06.06	Лит.	Лист	Листов
Руковод.		Саруев А.Л.		06.06		72	100
Рук-дь ООП		Брусник О.В.		06.06	Социальная ответственность		
					Отделение нефтегазового дела Группа 2Б8А		

Продолжительность рабочего дня, согласно статье 91 и 92 ТК РФ, составляет до 40 часов в неделю (до 36 часов – для персонала, работающих на местах с условиями труда 3 и 4 степени). Ежегодный основной оплачиваемый отпуск должен составлять 28 календарный дней (статья 115 ТК РФ).

В соответствии с ФЗ «О специальной оценке условий труда», статье 117 и 147 ТК РФ [32], рабочий персонал, занятый на работах с вредными и (или) опасными условиями труда, получает надбавку к заработной плате в размере не менее 4% от оклада и дополнительный оплачиваемый отпуск в размере 7 календарных дней. Также работникам, подверженным факторам вредных и опасных условий труда, необходимо проходить обязательные предварительные и периодические медицинские осмотры, определяющие их пригодность для выполняемых работ и предупреждения профессиональных заболеваний (статья 213 ТК РФ).

Обучение и проверка знаний лиц, принимаемых на работу с вредными и (или) опасными условиями труда, согласно ГОСТ 12.0.004.2015 [60], должны пройти обучение безопасным методам и приемам выполнения работ с обязательной индивидуальной стажировкой на рабочем месте и проверкой полученных знаний и усвоенных навыков.

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

Рабочее место, его оборудование и оснащение, применяемые в соответствии с характером работы трубопроводчика линейного, должны обеспечивать безопасность, охрану здоровья и работоспособность. Концентрации опасных и (или) вредных производственных факторов, воздействующих на человека на рабочем месте, не должны превышать установленных предельно допустимых значений.

Рабочее место трубопроводчика линейного и взаимное расположение его элементов должны обеспечивать безопасное и удобное техническое обслуживание и чистку.

Организация и состояние рабочих мест, а также расстояния между рабочими местами должны обеспечивать безопасное передвижение работников

					<b>Социальная ответственность</b>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		73

и транспортных средств, удобные и безопасные действия с материалами, а также техобслуживание и ремонт производственного оборудования [61].

## 6.2 Производственная безопасность

Промысловый трубопровод и процесс его эксплуатации несет в себе ряд опасностей как для жизни и здоровья рабочего персонала, местного населения и третьих лиц, так и для окружающей среды, а также возможность возникновения чрезвычайных ситуаций. В таблице 6.1 представлен перечень опасных и вредных производственных факторов, характерных для проектируемой среды, в соответствии с ГОСТ 12.0.003-2015 [62].

Таблица 27 – Возможные вредные и опасные факторы

Факторы (ГОСТ 12.0.003-2015)	Этапы работ			Нормативные документы
	Погрузочно- разгрузочные работы	Сварочно- монтажные работы	Ревизия и ремонт обо- рудования	
<i>Вредные производственные факторы</i>				
Повышенный уровень шума	+	+	+	ГОСТ 12.1.003-2014 СП 51.13330.2011
Повышенный уровень вибрации	+	+	+	ГОСТ 24346-80 СН 2.2.4/2.1.8.566-96
Недостаточная освещенность	+	+	+	ГЭСН 81-02-01-2020
Отклонение показателей микроклимата на открытом воздухе	+	+	+	СанПиН 2.2.4.548-96
Повышенный уровень запыленности и загазованности воздуха	+	+	+	ГОСТ 12.1.005-88 СанПиН 1.2.3685-21
<i>Опасные производственные факторы</i>				
Электрический ток	–	+	+	ГОСТ Р 12.1.019-2009
Движущиеся машины и механизмы производственного оборудования	+	–	+	ГОСТ 12.4.125-83
Пожаро- и взрывоопасность веществ	–	+	+	ГОСТ 12.1.004-91 ГОСТ 12.1.010-76

### 6.2.1 Анализ выявленных вредных факторов и обоснование мероприятий по снижению уровней их воздействия

#### *Повышенный уровень шума*

Шум – это беспорядочное сочетание звуков различной частоты. Его постоянными источниками являются машины, трансформаторы, механизмы и агрегаты. Длительное воздействие шумов отрицательно сказывается на

					<b>Социальная ответственность</b>	<i>Лист</i>
						74
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		

эмоциональном состоянии персонала, а также может привести к снижению слуха. В соответствии с ГОСТ 12.1.003 – 2014 [29] допустимый уровень шума составляет 80 дБА. Запрещается даже кратковременное пребывание в зоне с уровнями звукового давления свыше 135 дБА.

К коллективным средствам и методам защиты от шума относятся: использование средств звукоизоляции (звукоизолирующие кожухи); средств звукопоглощения.

В качестве индивидуальных средств защиты, согласно СП 51.13330.2011 [29], предусмотрены заглушки, заглушающая способность которых составляет 6-8 дБА. В случаях более высокого превышения уровней шума следует использовать наушники, надеваемые на ушную раковину.

#### *Повышенный уровень вибрации*

Для санитарного нормирования и контроля используются средние квадратические значения виброускорения или виброскорости, а также их логарифмические уровни в децибелах. Наиболее опасной для человека является вибрация с частотой 6-9 Гц [29].

Методами защиты от вибрации являются мероприятия по усовершенствованию техники, установка прокладок под работающим оборудованием. К индивидуальным средствам защиты относится использование виброгасящих ковриков, обуви на резиновой подошве, специальных резиновых перчаток, снижающих воздействие вибрации [32].

#### *Недостаточная освещенность*

При недостаточной освещенности и напряженной зрительной работе происходит повышенная утомляемость, возникновение головных болей и ухудшение зрения.

В соответствии с ГЭСН 81-02-01-2020 [28], рабочие места, проезды и проходы к ним должны быть освещены:

- не менее 10 люкс при выполнении земляных работ;
- не менее 100 люкс на рабочем месте при выполнении монтажных и изоляционных работ;

					<b>Социальная ответственность</b>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		75

- не менее 2 люкс на проездах в пределах рабочей площадки;
- не менее 5 люкс в проходах к месту производства работ.

Освещенность должна быть равномерной, без слепящего действия осветительных приспособлений на работающих. При выполнении газоопасных работ для освещения рабочих мест должны использоваться светильники во взрывозащищенном исполнении.

#### *Отклонение показателей микроклимата на открытом воздухе*

Основные параметры микроклимата, учитываемые при работе на открытых площадках: метеорологические параметры воздуха (температура), скорость ветра, относительная влажность и давление.

Длительное нахождение человека на открытом воздухе при высоких температурах вызывает перегрев организма, что приводит к тепловому удару и потере сознания. Высокая влажность воздуха (70-85%) воздействует на потоотделение и затрудняет охлаждение организма. При низкой температуре воздуха и длительном нахождении рабочего на открытых площадках возможно переохлаждение организма. При высокой влажности и скорости ветра в холодных условиях человеку тяжело дышать и повышается вероятность переохлаждения.

При отклонении показателей микроклимата на открытом воздухе, рабочие должны быть обеспечены средствами индивидуальной защиты: спецодежда, изготавливаемая из хлопчатобумажной ткани, льна или грубошерстного сукна, свободного кроя. Для защиты головы применяются алюминиевые, фибровые и войлочные каски, шляпы; для защиты лица - маски, имеющие откидной прозрачный экран; для защиты глаз – темные или с прозрачным слоем металла очки. Защита при холодных пониженных температурах осуществляется путём использования теплой спецодежды, при осадках – непромокаемых плащей.

Средством коллективной защиты является рациональное размещение технологического оборудование, применение теплоизоляции, автоматизации и дистанционного управления процессами производства, а также перерывы на обогрев и отдых работников [28].

					<b>Социальная ответственность</b>	<i>Лист</i>
						76
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		

### *Повышенный уровень запыленности и загазованности воздуха*

Контроль воздушной среды должен проводиться в зоне дыхания при характерных производственных условиях посредством газоанализатора. Содержание вредных веществ в воздухе рабочей зоны не должно превышать предельно допустимых концентраций (ПДК). Предельно допустимая концентрация пыли, как вещества умеренно опасного, в воздухе рабочей зоны составляет 1,1-10 мг/м<sup>3</sup>.

Опасность отравления при обращении с высокосернистыми нефтями состоит в комбинированном воздействии углеводородов и сероводорода. При работе с такой нефтью должны применяться особые меры предосторожности. Контроль содержания вредных веществ в воздухе рабочей зоны должен проводиться в соответствии с требованиями ГОСТ 12.1.005-88.

Пары нефти относятся к веществам со слабо выраженным токсическим действием, поражают, главным образом, центральную нервную систему, вызывая наркотическое опьянение. Признаками отравления парами нефти являются: головокружение, сухость во рту, головная боль, тошнота, повышенное сердцебиение, общая слабость, а в больших дозах может произойти остановка дыхания от удушья.

Наиболее опасными отравляющими свойствами обладают нефти, содержащие значительное количество сернистых соединений, и особенно сероводород, оксиды серы и азота. ПДК транспортируемой нефти, вредных примесей и некоторых применяемых веществ приведены в таблице 6.2:

Таблица 28 – ПДК загрязняющих веществ в воздухе рабочей зоны [28]

Наименование вещества	ПДК, мг/м <sup>3</sup>	Класс опасности
Нефть	300	4
Сероводород (H <sub>2</sub> S)	10	3
Сернистый газ (SO <sub>2</sub> )	10	3
H <sub>2</sub> S в смеси с углеводородами (C <sub>1</sub> – C <sub>5</sub> )	3	2
Оксиды азота (в пересчете на NO <sub>2</sub> )	5	2

При работе в местах, где концентрация вредных веществ в воздухе может превышать ПДК, работников должны обеспечивать соответствующими

противогазами. При работе с вредными веществами 1, 2, и 3 классов опасности должно быть обеспечено регулярное обезвреживание средств индивидуальной защиты. Уменьшение неблагоприятного воздействия запыленности и загазованности воздуха достигается за счет регулярной вентиляции рабочей зоны. Работающие в условиях пылеобразования должны быть в респираторах, защитных очках и комбинезонах. При загазованности свыше установленных пределов необходимо прекратить работу и вывести людей из рабочей зоны.

### **6.2.2 Анализ выявленных опасных факторов и обоснование мероприятий по снижению уровней их воздействия**

#### *Электрический ток*

Источником поражения электрическим током могут являться плохо изолированные токопроводящие части, провода, от сварочного аппарата, или дизельного электродвигателя. В электрической цепи значение параметра напряжения должно удовлетворять ГОСТ Р 12.1.019-2009 и быть в свою очередь не более 50 мА.

Опасное воздействие на людей электрического тока проявляется в виде электротравм (ожоги, металлизация кожи, механические повреждения), электрического удара и профессиональных заболеваний.

Коллективные средства электрозащиты: изоляция токопроводящих частей (проводов) и ее непрерывный контроль, установка оградительных устройств, предупредительная сигнализация и блокировка, использование знаков безопасности и предупреждающих плакатов, применение малых напряжений, защитное заземление, зануление, защитное отключение.

Индивидуальные средства защиты: диэлектрические перчатки, инструменты с изолированными рукоятками, диэлектрические боты, изолирующие подставки [32].

#### *Движущиеся машины и механизмы производственного оборудования*

Движущиеся части производственного оборудования представляют опасность травмирования рабочего в виде ушибов, порезов, переломов, которые могут привести к потере трудоспособности. Основными грузоподъемными

					<b>Социальная ответственность</b>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		78

машинами при сооружении являются экскаваторы, краны, краны трубоукладчики.

Движущиеся части производственного оборудования должны быть ограждены или расположены так, чтобы исключалась возможность прикасания к ним работающего или использованы другие средства, предотвращающие травмирование.

Согласно ГОСТ 12.4.125-83 [72] коллективные средства защиты от воздействия механических факторов разделяют на устройства: оградительные, предохранительные, тормозные, автоматического контроля и сигнализации, дистанционного управления и знаки безопасности.

#### *Пожаро- и взрывоопасность веществ*

Источниками возникновения взрыва при сооружении промышленного нефтепровода могут быть устройства электропитания, где в результате различных нарушений образуются перегретые элементы, электрические искры и дуги, способные вызвать загорания горючих материалов, короткие замыкания, перегрузки. Источники взрыва – газовые баллоны, трубопровод под давлением.

Результатам негативного воздействия пожара и взрыва на организм человека являются ожоги различной степени тяжести, повреждения и возможен летальный исход.

Согласно ГОСТ 12.1.004-91 [73], объекты нефтегазовых промыслов должны быть оборудованы системами пожарной безопасности, которые в случае опасности должны незамедлительно оповестить рабочий персонал. Отделка стен и потолков не должна содержать горючих и выделяющих удушающих газов в процессе горения материалов, все противопожарное оборудование должно всегда находиться в боевой готовности, все работники должны быть ознакомлены с противопожарными инструкциями и планами эвакуаций. К средствам защиты при возникновении пожарных ситуаций относятся противогазы, респираторы и аптечки, которые должны находиться в доступных для работников местах.

					<b>Социальная ответственность</b>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		79



Предотвращение возникновения источника инициирования взрыва, согласно ГОСТ 12.1.010-76 [74], должно быть обеспечено: регламентацией огневых работ; предотвращением нагрева оборудования до температуры самовоспламенения взрывоопасной среды; применением средств, понижающих давление во фронте ударной волны; применением взрывозащищенного оборудования и др.

### 6.3 Экологическая безопасность

Технологические процессы строительства и эксплуатации нефтепровода в какой-то степени оказывают техногенное воздействие как на отдельные компоненты окружающей природной среды (атмосферный воздух, акватории водоемов и грунтовых вод, растительный покров и т.д.), так и на целую группу природных компонентов одновременно.

#### *Защита атмосферы*

В ходе эксплуатации возможны выбросы вредных веществ в атмосферу (сравливание газа из НП и технологического оборудования). Таким образом в атмосферу могут попасть легкие газообразные углеводороды (метан, этан, пропан, бутан), относящиеся к четвертому классу опасности [70]. Во избежание загрязнений атмосферы, необходимо поддерживать весь транспортный парк в исправном состоянии, осуществлять постоянный контроль на соответствие требованиям нормативов уровня выбросов в атмосферу оксидов азота и окиси углерода в составе выхлопных газов и регулировка двигателей.

#### *Защита гидросферы*

При эксплуатации промышленного трубопровода или проведении ремонтных работ на участке некоторые загрязняющие вещества (нефть, ГСМ, растворители) могут нанести вред гидросфере, попав в сточные воды. Причиной этого могут послужить несоблюдение правил эксплуатации оборудования, износ уплотнений оборудования, аварии. Для защиты гидросферы следует исключить появление источников утечки вредных веществ на месте эксплуатации или при проведении работ, своевременно убирать отходы в специально отведенные места с дальнейшей транспортировкой до мест переработки.

					<b>Социальная ответственность</b>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		80

Согласно ГОСТ 17.1.3.13-86 необходимо придерживаться следующих природоохранных мероприятий:

- соблюдать согласованные места расположения и границ площадок, находящихся от водоемов и водотоков на нормируемом расстоянии с целью исключения попадания загрязнений в поверхностные воды;
- ёмкости с отработанными материалами должны временно храниться на специально отведенной площадке с обваловкой и герметичным бордюром, позволяющим предотвратить разлив отходов за пределы площадки;
- в случае возникновения нештатной ситуации места проливов зачищаются немедленно с помощью песка. Образующийся отход должен храниться в отдельном контейнере.

#### *Защита литосферы*

В период эксплуатации нефтепровода может осуществляться негативное влияние на литосферу, источником которого могут являться отходы при производстве и при окончании срока эксплуатации оборудования. Во избежание этого все отходы необходимо подвергать селективному сбору, временному хранению на специально отведенных площадках и передаче на утилизацию специализированным организациям. Места временного хранения и накопления отходов должны соответствовать требованиям техники безопасности, санитарно-гигиеническим нормам и выше перечисленным инструкциям [28].

Земляные работы при строительстве трубопроводов меняют морфологию участков земной поверхности, на длительное время исключают из хозяйственного оборота территории, уничтожают растительность, способствуют эрозии, загрязняют окружающую среду. Основными методами сохранения земельных ресурсов являются: исправление ландшафта, измененного во время работ; создание мелиоративных и гидротехнических сооружений; обработка почвы, путем внесения удобрений. Если же все-таки происходят экстренные случаи, приводящие к загрязнению почвенных структур, то необходимо проводить рекультивацию затронутых производством земель в соответствии с ГОСТ 17.4.3.04-85 [77].

					<b>Социальная ответственность</b>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		81

## 6.4 Безопасность в чрезвычайных ситуациях

Чрезвычайные ситуации (ЧС) на трубопроводном транспорте можно разделить на два основных вида:

1. Природного характера: лесные и торфяные пожары, паводковые наводнения, ураганы, метели, снежные заносы, аномально низкие температуры в зимний период.

2. Техногенного характера: взрывы, пожары, аварийные разливы нефти.

Наиболее вероятная ЧС, которая может возникнуть при эксплуатации нефтепровода – аварийный разлив нефти. Основными причинами могут служить разрывы и проколы трубопровода, образовавшиеся вследствие несанкционированных врезок, превышение давления нефти в трубопроводе над допустимым, а также разрушение металла трубы под действием коррозии. Для предотвращения возникновения ЧС необходимо осуществлять периодический контроль за состоянием НП, путем проведения технического обслуживания [28], а также проводить диагностирование коррозионного состояния труб и сварных стыков и проверку целостности изоляционного покрытия.

В случае обнаружения разлива нефти работник обязан сообщить диспетчеру районного нефтепроводного управления точное место аварии и характер разлива нефти.

Далее, ликвидация аварийных разливов нефти осуществляется в следующей последовательности:

1. Локализация разлива нефти. В случае разливов нефти на грунте используют насыпи, перехватывающие траншеи, подпорные стенки, а также заграждения из сорбирующих материалов; при разливах нефти на водной поверхности используют ограждения, диспергенты и сорбенты; разливы нефти в зимних условиях локализуются с помощью заграждений, дамб и снежных преград.

2. Ликвидация разлива нефти. Осуществляется путем сбора разлитой нефти с помощью нефтесборных машин, судов-нефтесборщиков, ручным и механизированным способом, применением сорбентов. Для каждого случая

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

разрабатывается план ликвидации аварийного разлива нефти, в котором указываются основные решения по организации работ [28].

### **Выводы по разделу**

В данном разделе проведены анализы возможных вредных и опасных факторов при транспортировке нефти, а также рассмотрены правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности, вопросы по обеспечению экологической безопасности и безопасности в ЧС.

В заключении раздела важно отметить, что соблюдения правил и требований производственной и экологической безопасности является неотъемлемой частью процесса любого производства. Обеспечение охраны окружающей среды позволит предоставить большинство проблем экологического и экономического характера, минимизировать отрицательное влияние человека на здоровую флору и фауну. Ответственное отношение работников к охране труда способно понизить число несчастных случаев и чрезвычайных ситуаций.

					<b>Социальная ответственность</b>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		83

## ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В ходе разработки выпускной квалификационной работы были получены следующие результаты:

1. Проанализированы физические и геокриологические свойства многолетнемерзлых грунтов. Согласно приведенному литературному обзору ММГ занимает около 60% все территории России. Толщина ледяного слоя может достигать от нескольких десятков сантиметров, до рекордных 1300 метров, которые были зафиксированы в Якутии. В работе также выявлены потенциально опасные процессы ММГ, такие как: наледи, термокарстовые и солифлюкционные явления и пучение.
2. В работе выделены наиболее эффективные мероприятия по повышению эффективности нефтепроводов в условиях ММГ. Например, применение термостабилизаторов, установка специальных опор и использование теплоизоляции. Также было предложено использование полиизоцианурата в качестве основного материала для теплоизоляции магистральных нефтепроводов. Внедрение полиизоцианурата при строительстве позволит сократить затраты на теплоизоляцию примерно на 17,5%. В целом, это обуславливается более низким коэффициентом теплопроводности и наибольшей жесткостью, которые в совокупности позволяют уменьшить толщину теплоизоляционного слоя полиизоцианурата.
3. Проведен проверочный расчет прочности и устойчивости трубопровода, а также согласно руководящим документам, были произведены расчеты толщины теплоизоляционного слоя для двух материалов, которые выявили следующие результаты:

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	Разработка комплекса мероприятий по повышению эффективности эксплуатации нефтепроводов в условиях многолетнемерзлых грунтов		
Разраб.		Батухтин А.А.		06.06	Лит.	Лист	Листов
Руковод.		Саруев А.Л.		06.06		84	100
Рук-ль ООП		Брусник О.В.		06.06	Отделение нефтегазового дела Группа 2Б8А		

- Минимальная толщина теплоизоляционного слоя с применением пенополиуретан составляет 0,102 м;
- Минимальная толщина теплоизоляционного слоя с применением полиизоцианурата составляет 0,075 м.

					<b>Заключение</b>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		85



9. Витченко А. С. Контроль деформированного состояния надземных трубопроводов в криолитозоне : диссертация кандидата технических наук : 25.00.19. – М., 2008. – 115 с.

10. Голубин С. И. Повышение эксплуатационной надежности магистральных газопроводов в криолитозоне с применением технологии и технических средств термостабилизации грунтов : диссертация канд. тех. наук: 25.00.19.– Москва, 2012.–62 с.

11. Димов Л. А. Строительство нефтепроводов на многолетнемерзлых грунтах в южной части криолитозоны Центральной и Восточной Сибири // Нефтяное хозяйство. – 2008. – № 2. – С. 104-106.

12. Ершов Э. Д. Общая геокриология. М.: Изд-во МГУ, 2002

13. Идрисова Я. Р. Обеспечение безопасной эксплуатации магистральных нефте- и нефтепродуктопроводов на участках многолетнемерзлых грунтов : диссертация кандидата технических наук 25.00.19. – Уфа, 2015. – 98 с

14. Лисин Ю. В. и др. Технические решения по способам прокладки нефтепровода Заполярье – НПС «Пурпе» // Наука и технологии трубопроводного транспорта нефти и нефтепродуктов. – 2014. – № 1. – С. 24- Технологии термостабилизации грунтов [Электронный ресурс]: – Москва: 2012. Режим доступа свободный: URL. <http://simmakers.ru/tekhnologiya-termostabilizatsii-gruntov/>.

16. Суриков В. И. и др. Технические решения по теплоизоляции линейной части трубопроводной системы Заполярье – Пурпе // Наука и технологии трубопроводного транспорта нефти и нефтепродуктов. – 2013. – №1. – С. 12-16.

17. Чехлов А.Н. Обеспечение безопасной эксплуатации магистральных нефте- и нефтепродуктопроводов на участках многолетнемерзлых грунтов: магистерская диссертация: – Томск, 2015.

18. Polyisocyanurate pipe insulation – Form Polyisocyanurate September 2014 [Электронный ресурс]. – режим доступа к стр.: <http://www.spico.com/pdf/Polyisocyanurate-Pipe-Insulation-Datasheet.pdf>

					<i>Список использованных источников</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		87



19. ГОСТ 12.1.004-91 ССБТ. Пожарная безопасность. Общие требования / Информационная система МЕГАНОРМ [Электронный ресурс]. – режим доступ а к стр.: <http://meganorm.ru/Index2/1/4294852/4294852046.html>

20. ГОСТ 12.1.005-88 ССБТ. Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны. [Электронный ресурс]. – режим доступа к стр.: <http://docs.cntd.ru/document/1200003608>

21. ГОСТ 12.1.008-76 ССБТ. Биологическая безопасность. Общие требования / Информационная система МЕГАНОРМ [Электронный ресурс]. – режим доступа к стр.: <http://meganorm.ru/Index1/4/4656.htm>.

22. ГОСТ 12.1.010-76 ССБТ. Взрывобезопасность. Общие требования / Информационная система МЕГАНОРМ [Электронный ресурс]. – режим досту па к стр.: <http://meganorm.ru/Index2/1/4294852/4294852042.htm>

23. ГОСТ 12.2.011-2012 ССБТ. Машины строительные, дорожные и землеройные. Общие требования безопасности / Информационная система МЕГАНОРМ [Электронный ресурс]. – режим доступа к стр.: <https://meganorm.ru/Index/54/54858.htm>

24. ГОСТ 12.4.011-89 ССБТ. Средства защиты работающих. Общие требования и классификация / [Электронный ресурс]. – режим доступа к стр.: <http://docs.cntd.ru/document/1200000277>

25. СанПиН 2.2.2776-10 Гигиенические требования к оценке условий труда при расследовании случаев профессиональных заболеваний / Информационная система МЕГАНОРМ [Электронный ресурс]. – режим доступа к стр.: <http://meganorm.ru/Index1/60/60181.htm>

25. 26. ГОСТ 12.1.03882 ССБТ. Электробезопасность. Предельно допустимые уровни напряжений прикосновения и токов. [Электронный ресурс]. – режим доступа к URL: <https://www.internet-law.ru/gosts/gost/21681/>

27. ГОСТ 12.2.04980 ССБТ. Оборудование производственное. Общие эргономические требования. [Электронный ресурс]. – режим доступа к URL: <http://docs.cntd.ru/document/5200234>

					<b>Список использованных источников</b>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		88

28. ГОСТ 17.1.3.13-86. Охрана природы. Гидросфера. Общие требования к охране поверхностных вод от загрязнений. [Электронный ресурс]. – режим доступа к URL: <http://docs.cntd.ru/document/gost-17-1-3-13-86>

29. СанПиН 2.2.1/2.1.1.1200–03. Санитарно-защитные зоны и санитарная классификация предприятий, сооружений и иных объектов. [Электронный ресурс]. – режим доступа к URL: <http://docs.cntd.ru/document/901859406>

30. РД 153- 39.4- 056- 00 – Правила технической эксплуатации магистральных нефтепроводов. [Электронный ресурс]. – режим доступа к URL: <http://docs.cntd.ru/document/1200030378>

31. РД-03.100.30-КТН-340-08 Учебное пособие для обучения по рабочей профессии «трубопроводчик линейный 2-5 разрядов». М.: ОАО «АК Транснефть», 2008. – 698 с.

32. Трудовой кодекс Российской Федерации от 30.12.2001 N 197-ФЗ (ред. от 01.04.2019) [Электронный ресурс]. – режим доступа к URL: <http://docs.cntd.ru/document/901807664>

28. Федеральный закон от 10.01.2002 №7-ФЗ (ред. от 29.12.2015) «Об охране окружающей среды» / Информационная система МЕГАНОРМ [Электронный ресурс]. – режим доступа к стр.: <http://meganorm.ru/Index2/1/4294847/4294847255.htm>

35. Володченкова О. Ю. Обеспечение проектного положения подземных магистральных нефтепроводов в зонах вечной мерзлоты : диссертация кандидата технических наук : 25.00.19. – М., 2007. – 150 с.

36. План ликвидации возможных аварий на объектах магистральных нефтепроводов. ЛЧ МН «Александровское-Самотлор» км 42-км 65 РНУ «Стрежевой», 2012.–35с.

					<i>Список использованных источников</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		89

