

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

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

**БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА**

Тема работы
«Оценка устойчивости магистральныхгазонефтепроводов при их строительстве в многолетнемерзлых грунтах»

УДК 622.691.4.053:551.343

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б4А	Сонина Е.В.		01.06.2018

Руководитель

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
доцент	Цимбалюк А.Ф.	к.т.н, доцент		01.06.2018

**КОНСУЛЬТАНТЫ:**

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
ассистент	Макашева Ю.С.	-		01.06.2018

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
ассистент	Абраменко Н.С.	-		01.06.2018

**ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:**

Руководитель ООП	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
<b>ОНД ИШПР</b>	Брусник О.В.	к.п.н, доцент		01.06.2018

## ТРЕБОВАНИЯ К РЕЗУЛЬТАТАМ ОСВОЕНИЯ ПРОГРАММЫ БАКАЛАВРИАТА

21.03.01 Нефтегазовое дело

*Планируемые результаты обучения*

<i>Код результата</i>	<i>Результат обучения (выпускник должен быть готов)</i>	<i>Требования ФГОС, критериев и/или заинтересованных сторон</i>
<b><i>В соответствии с универсальными, общепрофессиональными и профессиональными компетенциями</i></b>		
<b>Общие по направлению подготовки 21.03.01 «Нефтегазовое дело»</b>		
P1	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-1, УК-2,УК-6,УК-7, ОПК- 1,ОПК-2),(ЕАС-4.2, АВЕТ-3А, АВЕТ-3i).</i>
P2	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-2, УК-3,УК-4, УК-5,УК-8, ОПК-2, ОПК-6, ОПК- 7).</i>
<i>в области производственно-технологической деятельности</i>		
P3	Применять процессный подход в практической деятельности, сочетать теорию и практику при эксплуатации и обслуживании технологического оборудования нефтегазовых объектов	<i>Требования ФГОС ВО,СУОС ТПУ(УК-1, УК-2, ОПК-2, ОПК- 3,ОПК-5, ПК-1, ПК-2, ПК-3, ПК-6, ПК-7,ПК- 8,ПК-9, ПК-10, ПК-11).</i>
P4	Оценивать риски и определять меры по обеспечению безопасности технологических процессов в практической деятельности и применять принципы рационального использования природных ресурсов и защиты окружающей среды в нефтегазовом производстве	<i>Требования ФГОСВО,СУОС ТПУ (УК-8, ОПК-6, ПК-12, ПК-13, ПК- 14,ПК-15).</i>
<i>в области организационно-управленческой деятельности</i>		
P5	Эффективно работать индивидуально и в коллективе по междисциплинарной тематике, организовывать работу первичных производственных подразделений, используя принципы менеджмента и управления персоналом и обеспечивая корпоративные интересы	<i>Требования ФГОС ВО,СУОС ТПУ (УК-3, УК-8, ОПК-3, ОПК-7, ПК-16,ПК-17, ПК-18), (ЕАС-4.2-h), (АВЕТ-3d).</i>
P6	Участвовать в разработке организационно-технической документации и выполнять задания в области сертификации нефтегазового промышленного оборудования	<i>Требования ФГОС ВО,СУОС ТПУ (УК-2, ОПК-1, ОПК-2, ОПК-7, , ПК-19, ПК-20, ПК-21, ПК-22).</i>
<i>в области экспериментально-исследовательской деятельности</i>		
P7	Получать, систематизировать необходимые данные и проводить	<i>Требования ФГОС ВО,СУОС ТПУ (УК-1,</i>

<i>Код результата</i>	<i>Результат обучения (выпускник должен быть готов)</i>	<i>Требования ФГОС, критериев и/или заинтересованных сторон</i>
	эксперименты с использованием современных методов моделирования и компьютерных технологий для решения расчетно-аналитических задач в области нефтегазового дела	УК-2, ОПК-4, ОПК-5, ОПК-6, ПК-23, ПК-24, ПК-25, ПК-26).
<i>в области проектной деятельности</i>		
P8	Использовать стандартные программные средства для составления проектной и рабочей и технологической документации объектов бурения нефтяных и газовых скважин, добычи, сбора, подготовки, транспорта и хранения углеводородов	Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (УК-2, ОПК-3, ОПК-5, ОПК-6, ПК-27, ПК-28, ПК-29, ПК-30), (АВЕТ-3с), (ЕАС-4.2-е).
<b>Профиль «Эксплуатация и обслуживание объектов транспорта и хранения нефти, газа и продуктов переработки»</b>		
P9	Применять диагностическое оборудование для проведения технического диагностирования объектов ЛЧМГ и ЛЧМН	Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (ОПК-4, ОПК-5, ПК-9, ПК-14), требования профессионального стандарта 19.016 "Специалист по диагностике линейной части магистральных газопроводов".
P10	Выявлять неисправности трубопроводной арматуры, камер пуска и приема внутритрубных устройств, другого оборудования, установленного на ЛЧМГ и ЛЧМН	Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (ОПК-5, ОПК-6, ПК-9, ПК-11), требования профессионального стандарта 19.010 "Специалист по транспортировке по трубопроводам газа".
P11	Оценивать результаты диагностических обследований, мониторингов, технических данных, показателей эксплуатации объектов ЛЧМГ и ЛЧМН	Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (ОПК-6, ОПК-7, ПК-4, ПК-7, ПК-13), требования профессионального стандарта 19.010 "Специалист по транспортировке по трубопроводам газа".

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

Инженерная школа природных ресурсов (ИШПР)  
 Направление подготовки (специальность) 21.03.01 «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:

Работа бакалавра

Студенту:

Группа	ФИО
2Б4А	Сониной Елене Вадимовне

Тема работы:

«Оценка устойчивости магистрального трубопровода в многолетнемерзлом грунте»

Утверждена приказом директора (дата, номер)

Срок сдачи студентом выполненной работы:

01.06.2018 г.

**ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:**

**Исходные данные к работе**

*(наименование объекта исследования или проектирования; производительность или нагрузка; режим работы (непрерывный, периодический, циклический и т. д.); вид сырья или материал изделия; требования к продукту, изделию или процессу; особые требования к особенностям функционирования (эксплуатации) объекта или изделия в плане безопасности эксплуатации, влияния на окружающую среду, энергозатратам; экономический анализ и т. д.).*

*Магистральный нефтепровод, проходящий по территории многолетнемерзлых грунтов. Рабочее давление – 7 МПа. Транспортируемая нефть плотностью 850 кг/м<sup>3</sup>. Диаметр трубопровода 820 мм.*

<p><b>Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов</b>  <i>(аналитический обзор по литературным источникам с целью выяснения достижений мировой науки техники в рассматриваемой области; постановка задачи исследования, проектирования, конструирования; содержание процедуры исследования, проектирования, конструирования; обсуждение результатов выполненной работы; наименование дополнительных разделов, подлежащих разработке; заключение по работе).</i></p>	<p><i>Анализ и выбор оптимальных мероприятий по устойчивости магистрального трубопровода в многолетнемерзлом грунте.</i></p>
--	--

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

**Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы**  
*(с указанием разделов)*

Раздел	Консультант
«Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»	Макашева Ю.С., ассистент
«Социальная ответственность»	Абраменко Н.С., ассистент

<p><b>Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику</b></p>	<p>15.01.2018 г.</p>
--	----------------------

**Задание выдал руководитель:**

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
доцент	Цимбалюк А.Ф.	к.т.н, доцент		15.01.2018

**Задание принял к исполнению студент:**

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б4А	Сонина Е.В.		15.01.2018

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

Студенту:

<b>Группа</b>	<b>ФИО</b>
2Б4А	Сониной Елене Вадимовне

<b>Инженерная школа</b>	<b>Природных ресурсов</b>	<b>Отделение</b>	<b>Нефтегазового дела</b>
Уровень образования	Бакалавр	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>Распределение сметной стоимости обеспечения устойчивости участка магистрального нефтепровода.</i>
2. <i>Нормы и нормативы расходования ресурсов</i>	<i>Данная работа проводится впервые, поэтому нормы и нормативы расходования ресурсов отсутствуют.</i>
3. <i>Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования</i>	<i>Согласно п. 3 п.п. 16 ст. 149 НК РФ работы по разработке, написанию, отладке и внедрению нового алгоритма подлежат налогообложению. На основании п. 1 ст. 58 закона № 212-ФЗ ставка для расчета отчислений во внебюджетные фонды составляет 30 % от фонда оплаты труда.</i>

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

1. <i>Оценка коммерческого потенциала, перспективности и альтернатив проведения НИ с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения</i>	<i>Высокие значения степени проработанности научного проекта и уровня имеющихся знаний у разработчика свидетельствуют о хорошей перспективности и достаточных знаниях для успешной коммерциализации проекта.</i>
2. <i>Планирование и формирование бюджета научных исследований</i>	<i>Расчёт итоговой стоимости обеспечения устойчивости участка магистрального нефтепровода.</i>
3. <i>Определение ресурсной (ресурсосберегающей), финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности исследования</i>	<i>Расчёт количества используемой рабочей силы и затрачиваемого времени.</i>

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

1. <i>График проведения работ</i>
-----------------------------------

<b>Дата выдачи задания для раздела по линейному графику</b>	15.01.2018 г.
---	---------------

**Задание выдал консультант:**

<b>Должность</b>	<b>ФИО</b>	<b>Ученая степень, звание</b>	<b>Подпись</b>	<b>Дата</b>
Ассистент	Макашева Ю.С.	-		15.01.2018

**Задание принял к исполнению студент:**

<b>Группа</b>	<b>ФИО</b>	<b>Подпись</b>	<b>Дата</b>
2Б4А	Сонина Елена Вадимовна		15.01.2018

## ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»

Студенту:

<b>Группа</b>	<b>ФИО</b>
2Б4А	Сониной Елене Вадимовне

<b>Инженерная школа</b>	<b>Природных ресурсов</b>	<b>Отделение</b>	<b>Нефтегазового дела</b>
Уровень образования	Бакалавр	Направление/специальность	21.03.01 «Нефтегазовое дело» профиль «Эксплуатация и обслуживание объектов транспорта и хранения нефти, газа и продуктов переработки»

### Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:

<p>1. <i>Описание рабочего места (рабочей зоны, технологического процесса, механического оборудования) на предмет возникновения:</i></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>– вредных проявлений факторов производственной среды (метеоусловия, вредные вещества, освещение, шумы, вибрации, электромагнитные поля, ионизирующие излучения)</li> <li>– опасных проявлений факторов производственной среды (механической природы, термического характера, электрической, пожарной и взрывной природы)</li> <li>– негативного воздействия на окружающую природную среду (атмосферу, гидросферу, литосферу)</li> <li>– чрезвычайных ситуаций (техногенного, стихийного, экологического и социального характера)</li> </ul>	<p>1. <i>Выявление факторов рабочего места (рабочей зоны, технологического процесса, механического оборудования), характеризующих процесс взаимодействия трудящихся с окружающей производственной средой со стороны их:</i></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- вредных проявлений (метеоусловия, вредные вещества, освещение, шумы, вибрации);</li> <li>- опасных проявлений (механической природы, термического характера, электрической, пожарной и взрывной природы).</li> </ul> <p>2. <i>Определение факторов рабочего места (рабочей зоны, технологического процесса, механического оборудования), характеризующих процесс воздействия их на окружающую природную среду (атмосферу, гидросферу, литосферу)</i></p> <p>3. <i>Описание факторов рабочего места (рабочей зоны, технологического процесса, механического оборудования), характеризующих процесс возникновения чрезвычайных ситуаций (техногенного, стихийного, экологического и социального характера).</i></p>
<p>2. <i>Знакомство и отбор законодательных и нормативных документов по теме</i></p>	<p style="text-align: center;"><i>Знакомство и отбор законодательных и нормативных документов по теме социальной ответственности</i></p>

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

<p>1. <i>Анализ выявленных вредных факторов проектируемой производственной среды в следующей последовательности:</i></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>– физико-химическая природа вредности, её связь с разрабатываемой темой;</li> <li>– действие фактора на организм человека;</li> <li>– приведение допустимых норм с необходимой размерностью (со ссылкой на соответствующий нормативно-технический документ);</li> <li>– предлагаемые средства защиты (сначала коллективной защиты, затем – индивидуальные защитные средства)</li> </ul>	<p>1. <i>Характеристика факторов изучаемой производственной среды, описывающих процесс взаимодействия человека с окружающей производственной средой в следующей последовательности:</i></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- физико – химическая природа фактора, его связь с разрабатываемой темой;</li> <li>- действие фактора на организм человека ;</li> <li>– приведение допустимых норм с необходимой – размерностью (с ссылкой на соответствующий нормативно-технический документ); - рекомендуемые средства защиты</li> </ul>
<p>2. <i>Анализ выявленных опасных факторов проектируемой произведённой среды в следующей последовательности</i></p>	<p>2. <i>Анализ опасных факторов проектируемой произведённой среды в</i></p>

<ul style="list-style-type: none"> <li>- механические опасности (источники, средства защиты);</li> <li>- термические опасности (источники, средства защиты);</li> <li>- электробезопасность (в т.ч. статическое электричество, молниезащита – источники, средства защиты).</li> </ul>	<p>следующей последовательности:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- механические опасности (источники, средства защиты);</li> <li>- термические опасности (источники, средства защиты);</li> <li>- электробезопасность.</li> </ul>
<p>3. Охрана окружающей среды:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- защита селитебной зоны</li> <li>- анализ воздействия объекта на атмосферу (выбросы);</li> <li>- анализ воздействия объекта на гидросферу (сбросы);</li> <li>- анализ воздействия объекта на литосферу (отходы);</li> <li>- разработать решения по обеспечению экологической безопасности со ссылками на НТД по охране окружающей среды.</li> </ul>	<p>3. Охрана окружающей среды, вредные воздействия и природоохранные мероприятия:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- анализ воздействия объекта на атмосферу;</li> <li>- анализ воздействия объекта на гидросферу;</li> <li>- анализ воздействия объекта на литосферу.</li> </ul>
<p>4. Защита в чрезвычайных ситуациях:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- перечень возможных ЧС на объекте;</li> <li>- выбор наиболее типичной ЧС;</li> <li>- разработка превентивных мер по предупреждению ЧС;</li> <li>- разработка мер по повышению устойчивости объекта к данной ЧС;</li> <li>- разработка действий в результате возникшей ЧС и мер по ликвидации её последствий;</li> <li>- пожаровзрывобезопасность (причины, профилактические мероприятия, первичные средства пожаротушения).</li> </ul>	<p>4. Защита в чрезвычайных ситуациях:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- перечень возможных ЧС на объекте;</li> <li>- разработка действий в результате возникшей ЧС и мер по ликвидации её последствий;</li> <li>- пожаровзрывобезопасность.</li> </ul>
<p>5. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- специальные (характерные для проектируемой рабочей зоны) правовые нормы трудового законодательства;</li> <li>- организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны</li> </ul>	<p>5. Правовые вопросы обеспечения безопасности:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- характерные для проектируемой рабочей зоны правовые нормы трудового законодательства;</li> <li>- организационные мероприятия при компоновке рабочей – зоны.</li> </ul>
<b>Перечень графического материала:</b>	
<p>При необходимости представить эскизные графические материалы к расчётному заданию (обязательно для специалистов и магистров)</p>	<p>Таблица опасных и вредных факторов, таблица допустимого уровня шума, таблица вредных воздействий и природоохранных мероприятий.</p>

<b>Дата выдачи задания для раздела по линейному графику</b>	15.01.2018г.
---	--------------

**Задание выдал консультант:**

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ассистент	Абраменко Н.С.	-		15.01.2018

**Задание принял к исполнению студент:**

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б4А	Сонина Елена Вадимовна		15.01.2018



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

Инженерная школа природных ресурсов (ИШПР)  
 Направление подготовки (специальность) 21.03.01 «Нефтегазовое дело»  
 Профиль «Эксплуатация и обслуживание объектов транспорта и хранения нефти, газа и продуктов переработки»  
 Уровень образования: Бакалавр  
 Отделение нефтегазового дела  
 Период выполнения \_\_\_\_\_ (осенний / весенний семестр 2017/2018 учебного года)

Форма представления работы:

Работа бакалавра

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

Срок сдачи студентом выполненной работы: 19.06.2018 г.

Дата контроля	Название раздела (модуля) / вид работы (исследования)	Максимальный балл раздела (модуля)
15.03.2018	<i>Введение</i>	10
29.03.2018	<i>Обзор литературы</i>	10
12.04.2018	<i>Характеристика многолетнемерзлых грунтов</i>	10
19.04.2018	<i>Особенности сооружения трубопровода в условиях многолетнемерзлых грунтов</i>	10
26.04.2018	<i>Термоизоляция и термостабилизация грунтов</i>	10
29.04.2018	<i>Эффективность мероприятий, регулирующих теплообмен между атмосферой и поверхностью земли</i>	15
05.05.2018	<i>Финансовый менеджмент</i>	5
12.05.2018	<i>Социальная ответственность</i>	5
19.05.2018	<i>Заключение</i>	10
25.05.2018	<i>Презентация</i>	15
	<i>Итого:</i>	100

Составил преподаватель:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
доцент	Цимбалюк А.Ф.	к.т.н, доцент		15.11.2017

**СОГЛАСОВАНО:**

Руководитель ООП	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
<b>ОНД ИШПР</b>	Брусник О.В.	к.п.н, доцент		15.11.2017

## РЕФЕРАТ

*Выпускная квалификационная работа бакалавра* включает 84 с. Текстового материала, 18 рис., 18 табл., 35 источников.

*Ключевые слова.* Магистральный нефтепровод, устойчивость, грунт, опоры, термоизоляция, термостабилизация.

*Объект исследования.* Магистральный трубопровод, проложенный на участке многолетнемерзлых грунтов.

*Цель работы.* Оценка устойчивости магистрального трубопровода, проложенного в многолетнемерзлом грунте.

*Метод или методология проведения работы.* Согласно нормативной документации СП 36.13330.2012 «Магистральные трубопроводы», актуализированная редакция 2012 года СНиП 2.05.06-85\* были проведены, расчеты толщины стенки трубопровода, расчет на прочность и устойчивость свайных опор

*Полученные результаты.* Выбран оптимальный способ сохранения устойчивости магистрального нефтепровода, проложенного в условиях многолетнемерзлых грунтов.

*Основные конструктивные, технологические и технико-эксплуатационные характеристики.* Разработка наилучшего метода сохранения мерзлоты грунта с целью повышения устойчивости трубопровода.

*Область применения.* Магистральный нефтепровод.

*Экономическая эффективность или значимость работ.* Определение экономических затрат на обеспечение устойчивости трубопровода, установка опор, свай, термостабилизаторов.

					Оценка устойчивости магистральных газонефтепроводов при их строительстве в многолетнемерзлых грунтах			
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>				
<i>Разраб.</i>		Сонина Е.В.			<i>Реферат</i>	<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Руковод.</i>		Цимбалюк А.Ф.					10	87
<i>Консульт.</i>						<b>ТПУ гр. 2Б4А</b>		
<i>Рук-ль ООП</i>		Брусник О.В.						

## Определения, обозначения, сокращения, нормативные ссылки

В данной выпускной квалификационной работе были применены следующие термины и определения:

**Магистральный трубопровод:** Единый имущественный, неделимый производственно-технологический комплекс, состоящий из подземных, подводных, наземных и надземных трубопроводов, включая отводы, и иных объектов, обеспечивающий транспортировку продукции, подготовленной в соответствии.

**Грунт:** Минеральная или минерально-органическая, органоминеральная, многокомпонентная, многофазовая система, которая включает твердые, жидкие и газообразные компоненты.

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

**Опора трубопровода:** Конструктивный элемент, защищающий трубу от повреждений в месте контакта с опорной конструкцией и служащий для удержания трубопровода в проектном положении.

**Пучение, морозное пучение:** Процесс увеличения объема и деформирования дисперсных грунтов при промерзании.

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

**Устойчивость трубопровода:** Свойство конструкции трубопровода поддерживать первоначальную форму оси или форму его поперечного сечения.

					Оценка устойчивости магистральных газонефтепроводов при их строительстве в многолетнемерзлых грунтах		
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата			
Разраб.		Сонина Е.В.			Лит.	Лист	Листов
Руковод.		Цимбалюк А.Ф.				11	87
Консульт.					<b>ТПУ гр. 2Б4А</b>		
Рук-ль ООП		Брусник О.В.					
					Определения, обозначения, сокращения, нормативные ссылки		

В настоящей выпускной квалификационной работе были использованы ссылки на следующие обозначения и сокращения:

ИТР – инженерно-технический работник;

ММГ – многолетнемерзлый грунт;

ОУ – охлаждающее устройство;

ПДК – предельно допустимая концентрация;

СМР – строительно-монтажные работы;

ТСГ – термостабилизатор грунта;

ФОТ – фонд оплаты труда.

					Определения, обозначения, сокращения, нормативные ссылки	Лист
						12
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

В настоящей квалификационной работе были использованы ссылки на следующие стандарты:

ГОСТ 25100-2011 «Грунты. Классификация».

ГОСТ 12.0.003-74. ССБТ. Опасные и вредные производственные факторы. Классификация.

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

ГОСТ 12.1.003–2014 ССБТ. Шум. Общие требования безопасности.

ГОСТ 12.1.012–90 ССБТ. Вибрационная болезнь. Общие требования.

ГОСТ 12.1.029-80 ССБТ. Средства и методы защиты от шума. Классификация.

ГОСТ 12.2.003–91 ССБТ. Оборудование производственное. Общие требования безопасности.

ГОСТ 12.1.010–76 ССБТ. Взрывобезопасность. Общие требования.

ГОСТ 29335-92. Костюмы мужские для защиты от пониженных температур.

ГОСТ 30691-2001 (ИСО 4871-96) Шум машин.

ГОСТ 12.2.062-81 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Оборудование производственное. Ограждения защитные (с Изменением N 1).

ГОСТ 27.002-89 «Надежность в технике. Основные термины и понятия».

					Определения, обозначения, сокращения, нормативные ссылки	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		13

## Оглавление

Реферат .....	10
Определения, обозначения, сокращения, нормативные ссылки .....	11
ГЛАВА 1. ОБЗОР ЛИТЕРАТУРЫ .....	18
1.1 Общая информация о ММГ .....	18
1.2 География распространения ММГ .....	20
1.3 Физические свойства грунтов .....	22
ГЛАВА 2. ОСОБЕННОСТИ СТРОИТЕЛЬСТВА МАГИСТРАЛЬНОГО ГАЗОНЕФТЕПРОВОДА В УСЛОВИЯХ МНОГОЛЕТНЕМЕРЗЛЫХ ГРУНТОВ.....	24
2.1 Особенности сооружения нефтепровода в условиях ММГ и оценка влияния геокриологических процессов на эксплуатацию в условиях Крайнего Севера .....	24
2.2 Земляные работы.....	26
2.3 Бурение скважин и установка свай.....	28
2.4 Установка специальных опор.....	29
2.5 Классификация и назначение охлаждающих устройств.....	34
2.6 Установка опор для хладопроводов.....	40
2.7 Расстояние между опорами трубопроводов.....	41
2.8 Тепло-электроизолированность опор.....	41
ГЛАВА 3. РАСЧЕТЫ И АНАЛИТИКА .....	42
3.1 Расчет толщины стенки, проверка прочности и устойчивости надземного нефтепровода .....	42
3.2 Расчет нагрузок и воздействий, возникающих в трубопроводе .....	45
3.3 Расчет устойчивости свайных опор надземного трубопровода .....	48
ГЛАВА 4. ТЕРМОИЗОЛЯЦИЯ И ТЕРМОСТАБИЛИЗАЦИЯ .....	52
4.1 Теплоизоляции термостабилизация грунтов .....	52
4.2 Эффективность мероприятий, регулирующих теплообмен между атмосферой и поверхностью земли.....	54
ГЛАВА 5. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение.....	62
5.1 Расчет материальных затрат на обеспечение устойчивости трубопровода .....	62
5.2 Расчет стоимости земляных работ .....	64

					Оценка устойчивости магистральных газонефтепроводов при их строительстве в многолетнемерзлых грунтах		
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>			
Разраб.		Сонина Е.В.			<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
Руковод.		Цимбалюк А.Ф.				14	87
Консульт.					<i>Оглавление</i>		
Рук-ль ООП		Брусник О.В.			<b>ТПУ гр. 2Б4А</b>		

5.3	Расчеты затрат на основные и вспомогательные материалы .....	65
5.4	Фонд оплаты труда специалистов .....	66
ГЛАВА 6. СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ ОРГАНИЗАЦИИ ПРИ СТРОИТЕЛЬСТВЕ МАГИСТРАЛЬНЫХ ГАЗОНЕФТЕПРОВОДОВ В УСЛОВИЯХ КРАЙНЕГО СЕВЕРА .....		69
6.1	Анализ выявленных вредных и опасных факторов при строительстве и обеспечении устойчивости трубопроводов в многолетнемерзлом грунте .....	69
6.2	Экологическая безопасность .....	75
6.3	Безопасность в чрезвычайных ситуациях .....	77
6.4	Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности .....	82
Заключение .....		84
Список литературы .....		85

					Оглавление	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		15

## Введение

Увеличение потребности в энергоресурсах и темпы развития нефтегазовой отрасли приводят к необходимости разработки новых нефтегазовых месторождений. В последнее время имеется тенденция к усложнению освоения новых нефтегазовых месторождений, это связано с неблагоприятными геологическими, климатическими, геофизическими и другими условиями.

В частности, это связано с тем, что более 60% территории России, или площадью около 10 млн. км<sup>2</sup>, занимает многолетняя мерзлота. Из них 53% имеют сплошное распространение, 15% – прерывистое, 19% – массивно-островное и 13% – островное. Для правильной эксплуатации новых месторождений газа и нефти требуются сооружения новых магистральных трубопроводов на территории многолетнемерзлых грунтов. Обеспечение устойчивости этих трубопроводов является первоочередной целью предприятий по транспорту нефти, газа, нефтепродуктов. Для этого применяют специальные технологии строительства трубопроводов.

Строительство магистральных трубопроводов в многолетнемерзлых грунтах сопровождается рядом факторов: пучение многолетнемерзлых грунтов при их замораживании после оттаивания, сложность проведения земельных работ, проваливание грунта из-за оттаивания ледяных включений (линз). Но главный фактор – нарушение устойчивого положения северных магистральных трубопроводов из-за значительного снижения балластирующей и несущей способности многолетнемерзлого грунта при оттаивании, что может привести к всплыванию или просадке трубопровода. Поэтому так важно изучить талые горные породы.

					Оценка устойчивости магистральных газонефтепроводов при их строительстве в многолетнемерзлых грунтах			
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата				
Разраб.	Сонина Е.В.				Введение	Лит.	Лист	Листов
Руковод.	Цимбалюка Ф.						16	87
Консульт.						ТПУ гр. 2Б4А		
Рук-ль ООП	Брусник О.В.							



Оттаивание многолетнемерзлых грунтов, окружающих трубопровод, может происходить из-за теплового взаимодействия с трубопроводом, так формируется ореол оттаивания вокруг него или сезонное оттаивание грунтов. Также в областях распространения многолетнемерзлых грунтов широко распространены талики и талые зоны. Они влияют на надежность эксплуатации магистральных трубопроводов. Чтобы обезопасить трубопровод от всплытия или просадки применяют различные методы, позволяющие обеспечить устойчивость трубопровода.

					<i>Введение</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		17

# ГЛАВА 1. ОБЗОР ЛИТЕРАТУРЫ

## 1.1 Общая информация о ММГ

Существуют два вида мерзлых грунтов: многолетнемерзлые и сезонномерзлые. Сезонномерзлый грунт находится в мерзлом состоянии не весь год, а периодически в течение холодного периода года. Многолетнемерзлый грунт – это грунт, который находится в мерзлом состоянии постоянно периодом 3 и более лет[1]. Территория развития многолетнемерзлых грунтов, характеризующейся отрицательной температурой грунтов, называется зоной многолетней мерзлоты или криолитозоной.

Многолетнемерзлые грунты, распространенные в России имеют выраженную широтную зональность:

- 1) сплошное непрерывное распространение в условиях Крайнего Севера;
- 2) несплошное (прерывистое) распространение в районах южнее зоны Крайнего Севера, включая островное распространение — в районах южнее, до границ с Монголией и Китаем.

Температура многолетнемерзлых грунтов в зонах сплошного и несплошного распространения составляет от 0 до -10°C.

Мерзлые грунты имеют отрицательную температуру и в их составе содержится лёд, цементирующий минеральные частицы или заполняющий пустоты, поры и трещины. К мерзлым грунтам относят:

- дисперсные грунты (обломочные, песчаные, глинистые, торфяные), состоящие из отдельных минеральных частиц слабо взаимосвязанных;
- трещиноватые или выветрелые магматические, метаморфические и сцементированные осадочные породы.

Отличие мерзлых от морозных грунтов состоит в том, что морозные

					Оценка устойчивости магистральных газонефтепроводов при их строительстве в многолетнемерзлых грунтах			
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>				
<i>Разраб.</i>		Сонина Е.В.			Обзор литературы	<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Руковод.</i>		Цимбалюк А.Ф.					18	87
<i>Консульт.</i>								
<i>Рук-ль ООП</i>		Брусник О.В.						
						<b>ТПУ гр. 2Б4А</b>		

грунты имеют отрицательную температуру, но не содержат льда и незамерзшую воду[1].

Классификация по длительности пребывания в мерзлом состоянии грунтов:

1) кратковременномерзлые, существующие несколько часов или 24 часа, их толщина (мощность) достигает нескольких сантиметров или десятков сантиметров от поверхности;

2) сезонномерзлые, существуют несколько месяцев и их глубина составляет от нескольких десятков сантиметров до нескольких метров;

3) многолетнемерзлые, существующие от нескольких до сотни лет и имеющие толщину до сотен метров.

Тепловое состояние приповерхностных слоев меняется вследствие периодического изменения температуры поверхности грунтов в течении года. Сезонное промерзание (в районах сезонномерзлых грунтов) или оттаивание грунтов (для грунтов, имеющих отрицательную среднюю температуру за год) происходит в зависимости от их среднегодовой температуры грунтов. Мощность сезонного промерзания и сезонного оттаивания обычно составляет от десятков сантиметров до нескольких метров.

В ходе циклических процессов промерзания и оттаивания в кровле формируется сезонно-талый слой. Если горные породы протаивают глубже этого слоя и не промерзают в зимнее время, то кровля многолетней мерзлоты понижается и образуются талики различного размера и глубины в большей степени определяются соотношением. Соотношение распространения ММГ и талых горных пород максимально определяют гидрогеологические характеристики территории.

Талые (т.е. когда-то промерзшие, а позже протаявшие) или немерзлые (т.е. никогда прежде не промерзавшими) горные породы - все породы, имеющие температуру выше 0 °С, или выше температуры замерзания содержащихся в них минерализованных капельножидких вод. По отношению к мерзлым толщам талые и немерзлые горные породы занимают различное

					Обзор литературы	Лист
						19
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

пространственное положение: залегают с поверхности (ниже слоя сезонного промерзания), при этом пронизывая всю или на несколько метров мерзлую толщу, когда ниже развиты многолетнемерзлые горные породы; ограничены мерзлыми толщами со всех сторон, сверху и снизу; находятся ниже мерзлой толщи.

## 1.2 География распространения ММГ

Площадь России занимают многолетнемерзлые грунты, так 64 % всей площади страны занимает зона многолетней мерзлоты. По всему земному шару многолетняя мерзлота распространена на 25%.

Многолетнемерзлые грунты имеют широкое распространение не только в России, но и на Аляске, в Гренландии, на севере Кавказа, в высокогорных районах Центральной Азии и в других местах.

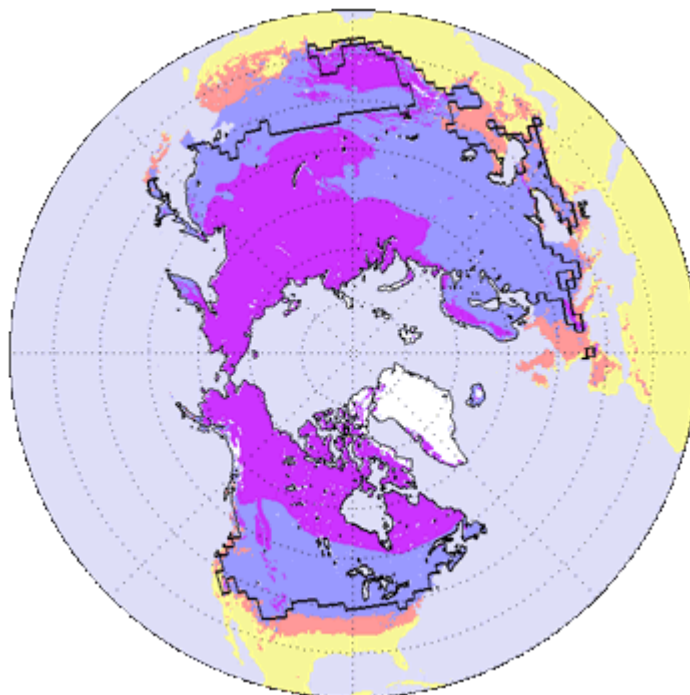


Рисунок 1 - Районы вечной мерзлоты северного полушария. Фиолетовым обозначены регионы вечной мерзлоты; синим - регионы, где почва замерзает более, чем на 15 суток в году; розовым - регионы, где почва замерзает менее, чем на 15 суток в году; сплошная линия - граница области, где зимой выпадает снег

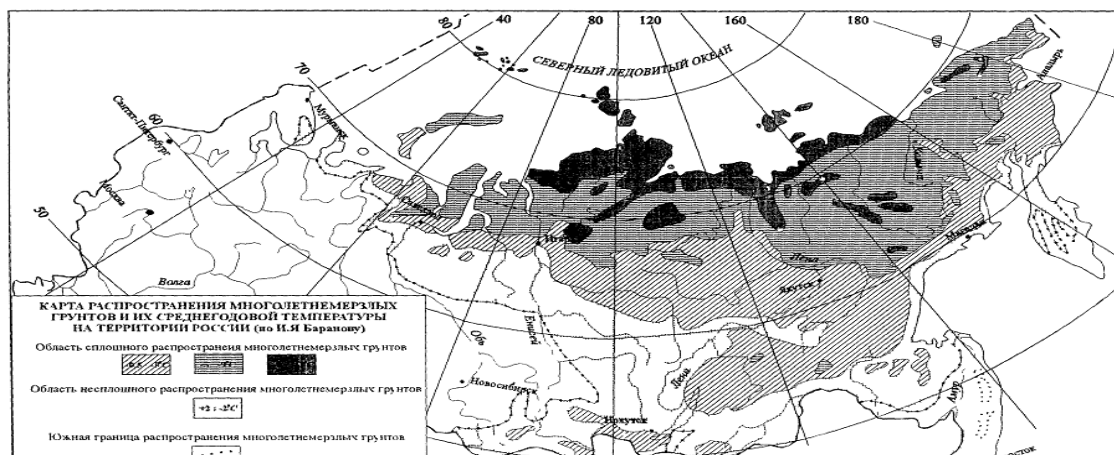


Рисунок 2 - Карта распространения многолетнемерзлых грунтов на территории РФ [2]

По принципу распределения выделяется пять групп многолетнемерзлых грунтов, характеризующие принцип и характер распространения:

1. Непрерывное распространение (многолетнемерзлые грунты распространяются на более 95% территории, температура грунтов на этих территориях ниже  $-3^{\circ}\text{C}$ );

2. Преимущественно непрерывного распространения (многолетнемерзлые занимают 90-95% территории, мерзлые грунты имеют температуру в этих районах от  $-0,5$  до  $-3^{\circ}\text{C}$ );

3. Прерывистого распространения (многолетнемерзлые занимают от 75% до 90% территории, температура мерзлых грунтов здесь от  $-0,2$  до  $-2^{\circ}\text{C}$ );

4. Массивно-островного распространения (многолетнемерзлые грунты занимают 25-75% территории, мерзлые грунты имеют температуру в этих районах от  $-0,2$  до  $-2^{\circ}\text{C}$ );

5. Островного и редкоостровного распространения (многолетнемерзлые грунты распространяются на менее 25 % территории, температура грунта на этих территориях выше  $-0,5^{\circ}\text{C}$ ).

В северных районах многолетнемерзлые грунты достигают глубины 500 м, мощность мерзлого грунта уменьшается в направлении на юг и уменьшается до 10-50 м.

						Обзор литературы	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата			21

### 1.3 Физические свойства грунтов

*Плотность скелета грунта*  $\rho_d$  - масса частиц грунта в объёме ненарушенной структуры.

*Суммарная льдистость*  $L_c$  - это отношение объёма льда, содержащегося в грунте, к объёму мерзлого грунта, выраженное в долях единицы. Она определяется по формуле:

$$L_c = L_b + L_{ц}, \quad (1.1)$$

где  $L_b$  - льдистость за счет ледяных включений,

$L_{ц}$  - льдистость за счет льда-цемента.

*Суммарная относительная влажность* - отношение массы воды к массе сухого грунта в единице объёма:

$$W_c = m_{\text{воды}} / m_{\text{сух.гр.}}, \quad (1.2)$$

где  $m_{\text{воды}}$  - масса воды в единице объёма, кг;

$m_{\text{сух.гр.}}$  - масса сухого грунта в единице объёма, кг.

*Пористость грунта* - характеризуется коэффициентом пористости:

$$\varepsilon = (\rho_s - \rho_d) / \rho_d \quad (1.3)$$

где  $\rho_s$  - плотность минеральных частиц породы, г/см<sup>3</sup>,

$\rho_d$  - плотность скелета грунта, г/см<sup>3</sup>.

Грунт характеризуется теплофизическими характеристиками, оценивающими количественную долю тепла:

1. Удельная теплоёмкость  $C$  (Дж/кг·К) - выражает количество теплоты, которое необходимо потратить на нагрев или охлаждение единицы массы грунта на один градус.

2. Объёмная теплоёмкость  $C_{об}$  (Дж/м<sup>3</sup>·К) - выражает количество теплоты, затрачиваемое на нагревание или охлаждение единицы объёма грунта на один градус.

3. Коэффициент теплопроводности  $\lambda$  (Вт/м·К) – относительная величина, определяемая как количество теплоты, которое проходит за 1 час через грунт и площадь 1 м<sup>2</sup> при разнице температур на входе и выходе 1 градус.

					Обзор литературы	Лист
						22
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

4. Коэффициент температуропроводности  $a$  ( $m^2/c$ ) – коэффициент, отражающий способность грунта изменять свою температуру, под влиянием измененного градиента температуры.

Величина всех теплофизических характеристик имеет то или иное значение в зависимости от типа грунта, его компонентного состава, от состава в целом и основных физических свойств: плотности и влажности; а также от вида грунта: талого или мёрзлого. Обычно коэффициент теплопроводности мёрзлых грунтов в 1.1-1.5 раза выше, чем коэффициент теплопроводности грунтов в талом состоянии, это объясняется тем, что у льда больше, чем у незамерзшей воды. Во время промерзания объёмная теплоёмкость грунтов увеличивается и стремится к бесконечно большому значению, из-за затрат на тепло на переходы влаги из одной фазы в другую.

					Обзор литературы	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		23

## ГЛАВА 2. ОСОБЕННОСТИ СТРОИТЕЛЬСТВА МАГИСТРАЛЬНОГО ГАЗОНЕФТЕПРОВОДА В УСЛОВИЯХ МНОГОЛЕТНЕМЕРЗЛЫХ ГРУНТОВ

### 2.1 Особенности сооружения нефтепровода в условиях ММГ и оценка влияния геокриологических процессов на эксплуатацию в условиях Крайнего Севера

*Надежность* – «свойство объекта сохранять во времени в установленных пределах значения всех параметров, характеризующих способность выполнять требуемые функции в заданных режимах и условиях применения, технического обслуживания, хранения и транспортирования. Надежность является комплексным свойством, которое в зависимости от назначения объекта и условий его применения может включать безотказность, долговечность, ремонтпригодность и сохраняемость или определенные сочетания этих свойств»[3]. (ГОСТ 27.002-89 «Надежность в технике. Основные термины и понятия»).

Все вышеперечисленные процессы отрицательно влияют на эксплуатационную надежность магистральных нефтегазопроводов из-за потери устойчивости литотехнической системы и, как правило, такие процессы могут образовывать следующее:

- Потеря устойчивости трубопровода - выпучивание (процесс изменения начального положения трубопровода, при этом формируется дополнительное напряженно-деформированное состояние трубы);
- всплытие трубопровода (процесс изменения начального положения трубопровода, при этом формируется дополнительное напряженно-деформированное состояние трубы);

					Оценка устойчивости магистральных газонефтепроводов при их строительстве в многолетнемерзлых грунтах			
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>				
<i>Разраб.</i>		<i>Сонина Е.В.</i>			Особенности строительства магистрального газонефтепровода в условиях ММГ	<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Руковод.</i>		<i>Цимбалюк А.Ф.</i>					24	87
<i>Консульт.</i>						<b>ТПУ гр. 2Б4А</b>		
<i>Рук-ль ООП</i>		<i>Брусник О.В.</i>						



- «оголение» трубопровода;
- прямое деформационное механическое воздействие на трубопровод.

Нормы и правила проектирования магистральных газонефтепроводов не позволяют полностью учесть дополнительные продольные деформации, которые образуются при прокладке и эксплуатации магистральных нефтегазопроводов в условиях Крайнего Севера. Например, СП 36.13330.2012 «Магистральные трубопроводы» [4] определяет продольное напряжение не учитывая продольные и поперечные перемещения, возникающие при просадке и пучении мерзлого грунта. Во время эксплуатации нефтегазопровода образуются неравномерные деформации, которые не могут быть учтены непосредственно при проектировании. Такие неравномерные деформации возникают из-за большого количества геокриологических процессов. Принимая во внимание данные о дополнительных деформациях, выявляется главная задача геотехнического мониторинга – их прогнозирование. Учет и прогноз возможен только при оценке параметров главных факторов, вызывающих деформации.

Сооружение нефтепровода в условиях многолетнемерзлых грунтах имеет характерные особенности, так как мерзлые породы – сложные многофазные и многокомпонентные системы, имеющие особые свойства. Поведение мерзлых грунтов зависит от температуры.

Мерзлые грунты при температурах ниже нуля сочетают в себе высокую механическую прочность и несущую способность, но при нулевой и положительной температурах грунты таят и способность переносить нагрузки от инженерных сооружений уменьшается практически полностью. Осадка мерзлого грунта при оттаивании зависит от структуры грунта.

При проектировании, строительстве и эксплуатации магистральных нефтегазопроводов в районах распространения многолетнемерзлых грунтов существует ряд проблем, возникающих из-за особенностей климатических и инженерно-геокриологических условий местности, также влияет присутствие

					<i>Особенности строительства магистрального газонефтепровода в условиях ММГ</i>	<i>Лист</i>
						25
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		

техногенных элементов системы трубопровода в естественную флору и фауну. Все эти проблемы возникают не только из-за изменения свойств мерзлых грунтов под влиянием температуры окружающей среды и перекачиваемого продукта, а также из-за возникновения и развития в зоне трубопровода опасных инженерно-геологических процессов (термокарст, заболачивание, пучение грунтов и пр.).

В связи с климатическими и геологическими особенностями Крайнего Севера и Заполярья, для обеспечения надежной и безопасной работы нефтепровода, требуется осуществление особых мероприятий:

- использование стали с высокой прочностью (хладостойкой) для объектов трубопроводного транспорта;
- надземный способ прокладки трубопроводного транспорта;
- теплоизоляция, чтобы сохранять высокую положительную температуру продукта в нефтегазопроводе;
- термостабилизация грунта, с целью обеспечения состояния пород в мерзлом состоянии.

## 2.2 Земляные работы

Каждый этап строительства нефтегазопровода и все виды работ тщательно планируются в соответствии с особенностями северной погоды и природных условий. Наиболее удобное время года для прокладки трубопровода – зима, так как многочисленные болота и водоемы Севера покрыты толстым слоем льда. Благодаря этому легче доставлять необходимое оборудование на производственную площадку - сварочные комплексы, различное специальное оборудование, трубоукладчики, экскаваторы. По этой причине основные виды работ - сварка нефтепровода, погружение свай, установка опор, укладка трубы - также приходится на зимний период.

Земляные работы должны выполняться с помощью механического оборудования в соответствии с: СНиП 12-04-2002, СНиП 3.02.01-87 «Земляные

					<i>Особенности строительства магистрального газонефтепровода в условиях ММГ</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		26

сооружения, основания и фундаменты», ВСН 004-88 «Строительство магистральных трубопроводов. Технология и организация», СНиП III-42-80.

Для разработки мерзлых грунтов требуются специальные землеройные машины: роторные и цепные траншейные экскаваторы ЭТР-134, ЭТЦ-165, ЭТЦ-208Ц, ЭТР-223 и др. - для разработки траншей; бульдозеры с рыхлителями на базе тракторов Т-130.1.Г-1, Т-180КС, ДЭТ-250М, Т-330 и экскаваторы с навесными гидropневматическими, пневматическими молотами марок СП-62, СП-71, ГПМ-300, ГПМ-120, с захватно-клещевым устройством и рабочим органом рыхлителя (зубом) - для рыхления мерзлых грунтов; трубоукладчик предназначен для перемещения, наводки, опускания и укладки в проектное положение труб различных диаметров.



Рисунок 3 - ЭТР-223



Рисунок 4 - Бульдозер на базе трактора Т-330

В условиях мерзлоты используют роторные буровые установки SANY SR150С, предназначенные для бурения скважин в многолетнемерзлом грунте для буронабивных свайных опор нефтегазопроводазимой. Также используется бурильно-сваебойная машина БМ-833, которая бурит лидерные скважины, а также погружает металлические и железобетонные сваи под опоры.

В условиях севера рекомендуется применять техническое обеспечение и машины в северном исполнении; все строительные машины и используемое оборудование должны отвечать техническим условиям эксплуатации с учетом характера выполняемых работ и условий.

					<i>Особенности строительства магистрального газонефтепровода в условиях ММГ</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		27

## 2.3 Бурение скважин и установка свай

Свайные опоры надземного трубопровода на ММГ устанавливаются в соответствии со СП 45.13330.2017 [5]. Работы выполняются методами, исключаящими растепление вечномерзлых грунтов:

- в предварительно пробуренные скважины меньшего диаметра (лидерные скважины) забиваются сваи, при этом диаметр лидерных скважин должен быть на 50 мм меньше диаметра свай;
- в предварительно пробуренные скважины большего диаметра (буроопускной способ) устанавливаются сваи, затем зазоры заливаются специальными растворами, при этом диаметр скважины должен быть на 50 мм больше диаметра свай;
- сваи забиваются непосредственно в пластично мерзлую почву (забивной способ);
- сваи с одновременным бурением и установкой (бурозабивной способ).

Машинами термомеханического бурения производится бурение скважин глубиной до 12 м и диаметром от 150 до 600 мм для установки свайных опор в многолетнемерзлых грунтах. Машинами вращательного бурения и установками лидерного бурения производится бурение в однородных пластичных многолетнемерзлых грунтах невысокой плотности (I и II категорий).

Технические схемы бурения скважин и установки свай, а также требуемый комплект оборудования подбираются в зависимости от компонентного состава многолетнемерзлых грунтов, их температуры, присутствия в грунте крупнообломочных включений, времени года (сезона) установки свай и их строения.

С помощью данных геологических изысканий о несущей способности грунтов и их склонности к пучению определяют необходимый диаметр свай и глубину установки. Сваи устанавливаются в скважины стандартными грузоподъемными машинами, оснащенными специальным грузозахватным

					<i>Особенности строительства магистрального газонефтепровода в условиях ММГ</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		28

оборудованием. Промежуток времени между бурением скважин и установкой в них свай не должен быть больше трёх часов [6].

## 2.4 Установка специальных опор

Для обеспечения устойчивости трубопровода опоры играют важную роль, так как на них ложится основное усилие трубопровода, передаваемое несущим конструкциям и грунтам. Поэтому строение опор играет важную роль. Для минимизации трудоемкости монтажа опор на трассе строительства в северных условиях, конструкции опор проектируются принимая во внимание условие местности. Учитывая огромный перепад температуры в условиях северных районов страны, используют опоры различных конструкций: совершенно неподвижные, имеющие способность перемещаться в одной плоскости, и некоторые — во всех плоскостях. Опоры позволяют трубопроводу подстроиться под изменение состояния грунта.

Неподвижные опоры воспринимают горизонтальные (осевые) нагрузки от тепловых деформаций трубопровода, вертикальные нагрузки от веса трубопровода, нагрузки от гидравлических ударов, пульсации, вибрации, поэтому такие опоры должны жестко удерживать трубу и не позволять ей перемещаться. Неподвижные опоры устанавливаются на трассе через каждые пятьсот метров.

Неподвижная опора представляет собой цельную сварную конструкцию, позволяющую воспринимать нагрузки от нефтегазопровода и передавать их через ростверк на фундаментсвай. Опора содержит катушку, на которую приварена обечайка. К ростверку через регулируемые стойки приваривается катушка. Ростверк приваривается к опорным узлам, приваривающимся к сваям фундамента. Устанавливают продольно и свободноподвижные опоры между неподвижными опорами для поддержания трубопровода. Такие опоры позволят нефтегазопроводу, в зависимости от величины давления и температуры расширения, двигаться в горизонтальном, осевом и поперечном

					<i>Особенности строительства магистрального газонефтепровода в условиях ММГ</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		29

направлениях[7].

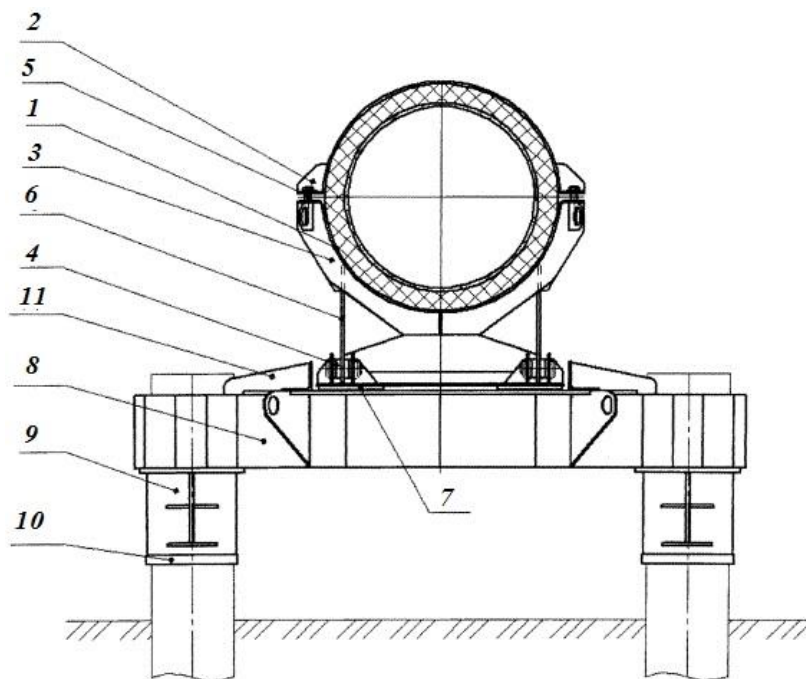


Рисунок 5 – Опора подвижная, вид по оси трубопровода

На рис. 5 схематично представлен вид подвижной опоры по оси трубопровода, характеризующийся расположением боковых упоров в непосредственной близости от подошвы (продольно-подвижная опора).

Подвижная часть - корпус-ложемент включает:

- 1 - ложемент;
- 2 - полухомуты;
- 3 - шпангоуты (ребра жесткости);
- 4 - шарнирное соединение;
- 5 - болтовое соединение;
- 6 - боковые щеки;
- 7 - антифрикционные прокладки;

Неподвижная часть опоры включает:

- 8 - стол-ростверк;
- 9 - муфта опорная;

10 - полукольца;

11 - боковые упоры.

Продольно-подвижная опора используется, когда возникают продольные смещения (вдоль оси трубопровода) трубопровода, связанные с температурными деформациями, давлением внутри рабочего тела в трубопроводе и т.д. Продольно-подвижные опоры устанавливаются на прямолинейных участках (кроме опор, которые примыкают к компенсатору) до и после неподвижной опоры, обеспечивая разгрузку неподвижной опоры от боковых усилий и для обеспечения продольной устойчивости нефтегазопровода. Свободноподвижные опоры в дополнение к свободному перемещению нефтегазопровода в горизонтальной плоскости, обеспечивают возможность наклона в сторону продольной оси нефтегазопровода. На ростверке установлены боковые упоры на расстоянии, обеспечивающем продольное и поперечное перемещения трубопровода.



Рисунок 6 – Неподвижная опора

Применение различных видов надземных сооружений позволяет удержать с обеспечением нужной жесткости нефтегазопровод при разрушении двух опор. Использование нескольких опор позволяет минимизировать использование металла.

					<i>Особенности строительства магистрального газонефтепровода в условиях ММГ</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		31

Для неподвижных и подвижных опор требуется использовать хладостойкую сталь 09Г2С 14-й категории. Плавное скольжение опор с нефтегазопроводом при температурных деформациях можно обеспечить с помощью установки на подошве опоры антифрикционных высокопрочных прокладок из полимерных материалов (типа фторопласт). На опорном столе ростверка устанавливается лист из нержавеющей стали.

Для длительной безопасной эксплуатации в течении 50 лет необходимо предотвращение коррозии, по этой причине на опоре устанавливают узлы электроизоляции с применением полимерных влагостойких электроизоляционных материалов.

По способу крепления к трубопроводу все опоры подразделяются на приварные и хомутовые.

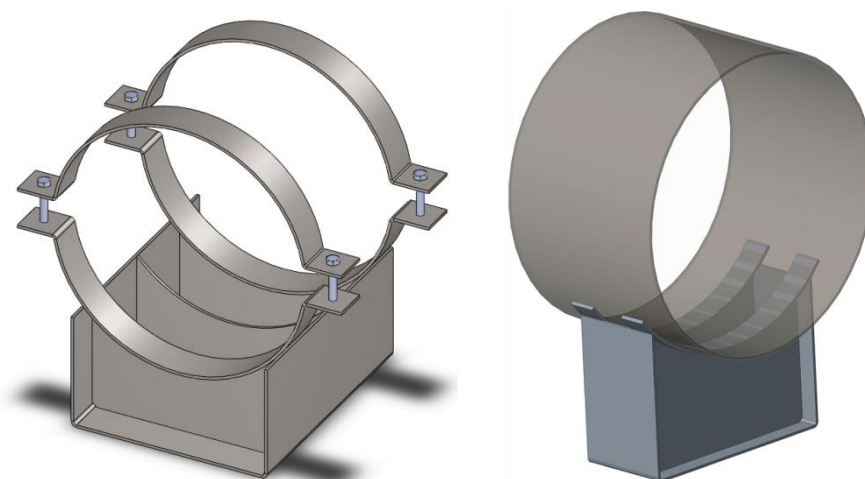


Рисунок 7 – Хомутовая и приварная опора

Среди хомутовых принято выделять так называемые бугельные опоры - с широкими хомутами и развитыми ложементными элементами, предназначенными для снижения контактных напряжений между трубопроводом и опорой.

По отношению к расположению опорной конструкции опоры подразделяются на собственно опоры и подвески - когда опорная конструкция расположена выше трубопровода.

Подвижные опоры воспринимают вертикальную нагрузку от веса трубопровода и создают горизонтальные реактивные силы, возникающие при



перемещении. На неподвижную опору, кроме весовой нагрузки, действуют все силы, создаваемые подвижными опорами температурного блока. Отсюда следует различие требований: неподвижные опоры должны выдерживать максимум нагрузок, а подвижные - создавать минимум реакций при перемещениях.

Характеристика подвижности задается проектом и включает в себя набор степеней свободы опорного сечения трубопровода и соответствующий набор ограничений реактивных сил, действующих в точке опоры. По степени подвижности опоры подразделяются на горизонтально-подвижные, вертикально-подвижные и всеподвижные. Частным случаем горизонтально-подвижных опор являются направляющие или продольно-подвижные, обеспечивающие перемещение вдоль оси трубопровода.

Горизонтально-подвижные опоры подразделяются на опоры скольжения (скользящие опоры), перемещение которых происходит за счет скольжения подошвы опоры по опорной поверхности, и опоры, в которых перемещение обеспечивается телами качения (катками или шариками). Опоры скольжения и качения характеризует постоянная сила сопротивления перемещению, действующая только при перемещении, и не зависящая от величины перемещения.

Вертикальная подвижность чаще всего обеспечивается подвесками с пружинными блоками. Подвеска в сочетании с пружинным блоком обеспечивает относительную все-подвижность опорного сечения с линейной зависимостью реактивных сил, действующих на трубу, от величины перемещения. В тех случаях, когда требуется обеспечить большое вертикальное перемещение, которое не должно вызывать изменения силы реакции на опоре, применяют так называемые опоры и подвески постоянного усилия, поддерживающие при вертикальных перемещениях постоянную силу.

Среди неподвижных опор выделяют абсолютно неподвижные (т.н. "мертвые"), работающие как защемление балки, и шарнирно неподвижные, допускающие угловые перемещения относительно точки или оси закрепления.

					<i>Особенности строительства магистрального газонефтепровода в условиях ММГ</i>	Лист
						33
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

По способу соединения с опорной конструкцией неподвижные опоры подразделяются на приварные, упорные, лобовые, щитовые и шарнирные.

## 2.5 Классификация и назначение охлаждающих устройств

Охлаждающие устройства по типу и модели имеют следующее деление [8]:

- тип хладагента;
- принцип работы;
- материал изготовления корпуса;
- ориентация в пространстве;
- конструктивные особенности.

На рис.8 продемонстрирована система СОУ – термостабилизаторы и принципы их действия [8,9].

1. По типу хладагента (используемого теплоносителя) охлаждающие устройства подразделяются на 4 типа:
  - жидкостные;
  - газовые (воздушные);
  - газожидкостные (эффект барботажа);
  - парожидкостные (двухфазные).
2. Охлаждающие устройства по принципу действия делятся на:
  - конвективные (газовые, жидкостные и газожидкостные);
  - спарительные (содержат в себе 2 фазы).
3. ОУ по ориентации в пространстве делятся на:
  - слабонаклонные (горизонтальные);
  - вертикальные;
  - наклонные.
4. Охлаждающие устройства по материалу изготовления делятся:
  - из алюминиевых сплавов;
  - из нержавеющей стали;

					<i>Особенности строительства магистрального газонефтепровода в условиях ММГ</i>	<i>Лист</i>
						34
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		

– полиэтиленовые трубы.

5. Конструкции могут быть различными, в зависимости от назначения ОУ.

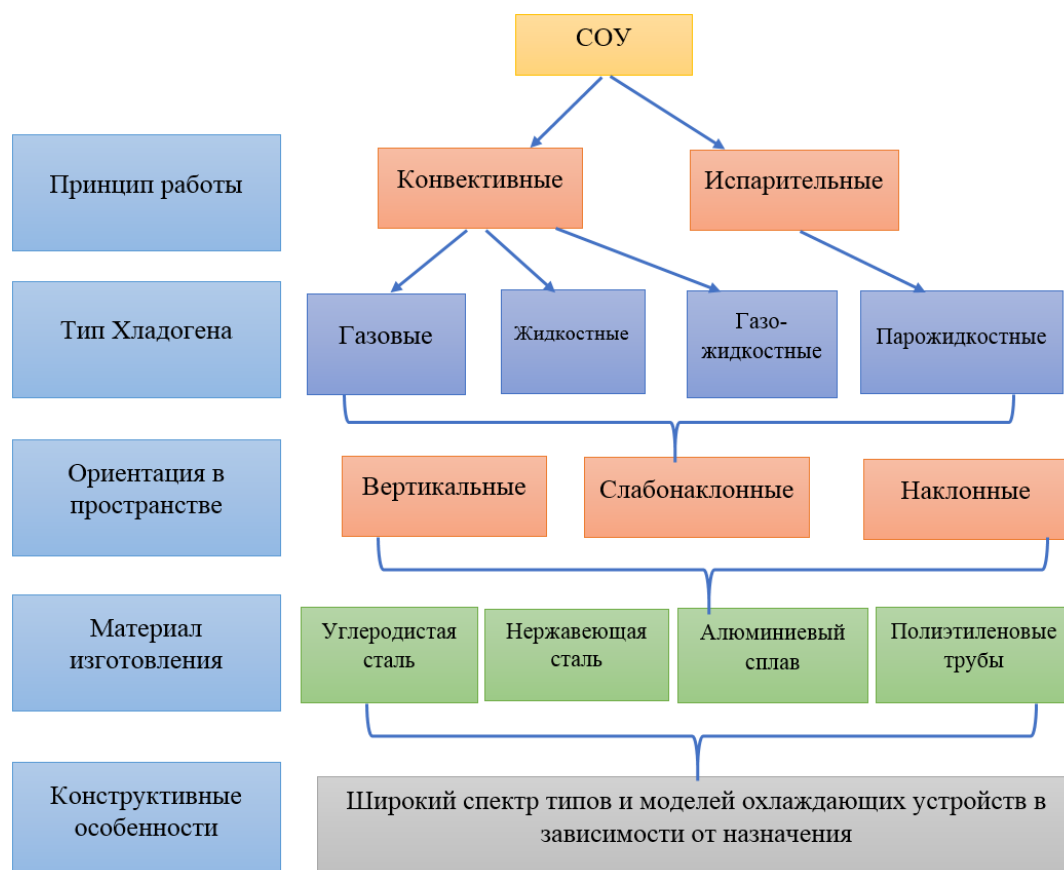


Рисунок 8 – Типы СОУ

Атмосферный воздух действует как рабочий хладагент в газовых ОУ. Коаксиальная конструкция канала осуществляет определенную циркуляцию: холодный воздух опускается вниз по внутренней трубе и вытесняет нагретые за счет теплообмена с грунтом более легкие слои воздуха из пространства под действием вентиляторов или в результате свободной конвекции [8,9].

Жидкость – хладагент в жидкостных ОУ, она должна не замерзать при отрицательных температурах воздуха и циркулировать за счет разности ее плотностей в холодной и теплой зонах. Такие охлаждающие устройства заполняются жидким теплоносителем практически полностью. В ОУ происходит теплопередача благодаря теплопроводности жидкости и свободной конвекции.

Газожидкостная смесь – рабочий хладагент, меняющий в нужном интервале температур растворимость газа в жидкости при изменении температуры окружающей среды. При использовании газожидкостного ОУ происходит выделение газа из жидкости в грунтовом теплообменнике, благодаря образовавшимся пузырькам при этом создается газлифт (подъем жидкости, происходящий за счет энергии газа). Затем газ поглощается и движется вниз - обратный процесс из-заувеличения плотности раствора [8,9].

Хладагент в парожидкостных охлаждающих устройствах включает в себя две фазы, во время конвекции внизу грунтовой части происходит процесс испарения и в верхней воздушной части - процесс конденсации. Данные охлаждающие устройства имеют высокий темп вымораживания, высокую теплопередающую способность, высокую эффективность охлаждения, изотермичность по длине охлаждающего устройства, возможность транспортировки и монтажа и др. Мощность промораживания таких ОУ может быть более 10 м, хотя необходимо небольшое количество хладагента для заполнения таких ОУ, такие ОУ не требуют большого диаметра труб. Также они могут быть выполнены в полной заводской готовности [8,9].

В состав термостабилизаторы входят следующие элементы [10]:

- конденсатор;
- испаритель;
- транспортная зона;
- запорно-заправочный узел.

Конденсатор позволяет обмениваться теплом с окружающей средой, в нем происходит охлаждение и фазовый переход теплоносителя, он располагается над дневной поверхностью (над грунтом).

Испаритель представляет собой трубу с заглушенным нижним торцом и выступает в роли грунтового теплообменника. Испаритель погружается на глубину замораживаемого массива в грунт.

ТС отличаются по конструктивным особенностям из-за того, что испаритель и конденсатор соединяются друг с другом различными способами.

					<i>Особенности строительства магистрального газонефтепровода в условиях ММГ</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		36

Соединительные линии изготавливаются из разных материалов и имеют некоторые особенности если это необходимо в отдельных случаях на участках транспортной зоны.

Термостабилизаторы применяют довольно широко:

- для стабилизации почвы в основаниях фундаментов и сооружений;
- для стабилизации почвы в основаниях опор мостов;
- для стабилизации почвы в основаниях нефтегазопроводов;
- для стабилизации почвы в основаниях линий электропередач.

Тип и модель термостабилизатора, активная или пассивная стабилизация зависят от конструктивных и технологических особенностей строительства и эксплуатации.

Индивидуальные термостабилизаторы (парожидкостные ТС) – самые распространенные термостабилизаторы. Данные ТС обладают следующими преимуществами:

- скорый темп вымораживания;
- изотермичность по всей длине ТС;
- высокая эффективность охлаждения;
- металлоемкость;
- не требуется большой диаметр труб и др.

Парожидкостные термостабилизаторы используются для сохранения мерзлоты талых и пластично-мёрзлых грунтов под зданиями с проветриваемым подпольем и без него, под эстакадами трубопроводов и другими конструкциями. Для повышения несущей способности ТС и предупреждения выпирания свай:

- ТС находятся в грунте вертикально или под наклоном;
- Представляют собой обособленную однотрубную конструкцию с цельным корпусом из металла заправленным хладагентом, углекислой кислотой или аммиаком;
- Длина стабилизатора составляет от десяти до двадцати трех метров;

					<i>Особенности строительства магистрального газонефтепровода в условиях ММГ</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		37

– Длина наземной конденсаторной части с алюминиевым ребрением до трех метров;

– Испарительная часть термостабилизатора находится в грунте и имеет специальное покрытие из цинка для защиты;

Индивидуальные ТС используются для усиления опор при надземной прокладке газопроводов в условиях Крайнего Севера (распространения ММГ) (Рис. 9, 10).



Рисунок 9 – Индивидуальные ТС, применяемые при надземной прокладке газопровода

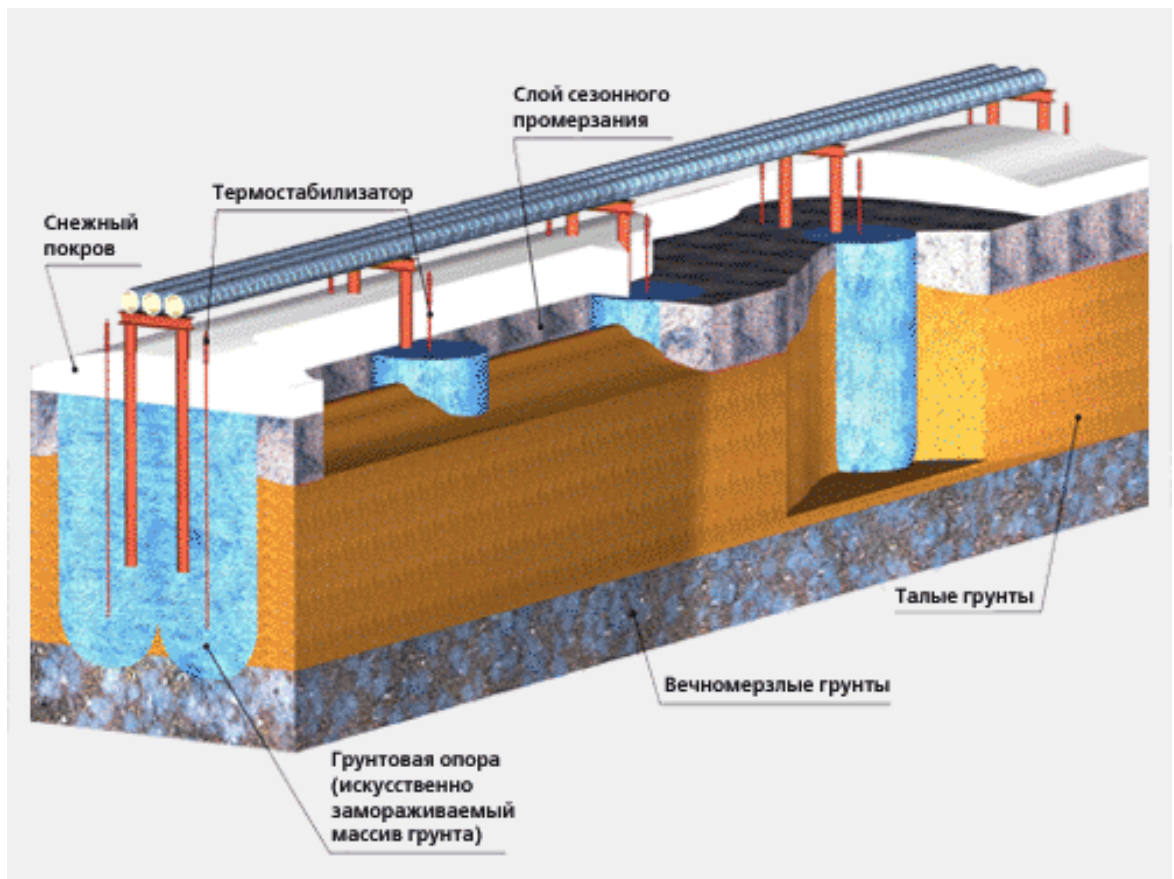


Рисунок 10 – Усиление опор газопроводов надземной прокладки в районе распространения вечномерзлых грунтов путем искусственного замораживания грунтов в основании

На рисунке 11 представлена модель индивидуального термостабилизатора.



Рисунок 11 - Модель индивидуального ТС

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата

## 2.6 Установка опор для хладопроводов

ОСТ 36-104-83 определяет конструкцию подвижных (скользящих) опор для крепления стальных хладопроводов, транспортирующих хладагенты и хладоносители с температурой от минус 70 °С до плюс 10 °С, работающих при температуре окружающей среды от минус 50 °С до плюс 50 °С и условном давлении до 9,81 МПа (100 кг/кв.см).

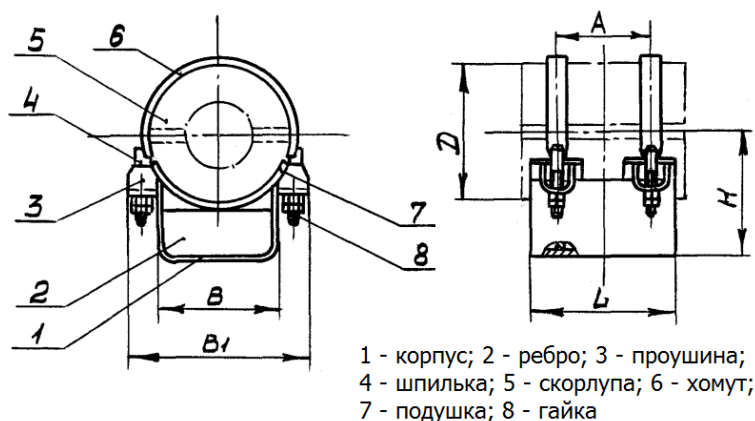


Рисунок 11 – Конструкция опоры для хладопроводов

Конструкции опор ОСТ 36-104-83 - это модификации стандартной хомутовой опоры, дополненной деревянными "скорлупами", которые вставлены между стальной трубой хладопровода и хомутами[11]. Наружные диаметры скорлуп устанавливаются по стандартному ряду диаметров трубопроводов: 133, 159, 219, ... мм. Скорлупы изготавливаются по ОСТ 36-107-83, который определяет качественные характеристики применяемой древесины, размеры деталей и защиту от микроорганизмов.

Конструкции опор основаны на модификации корпусных приварных опор, в стальных корпусах которых устраивается теплоизолирующий разрыв в форме деревянных брусков, зажатых между стальными частями с помощью резьбовых шпилек с гайками.



## 2.7 Расстояние между опорами трубопроводов

Согласно СНиП 41-02-2003[12] максимальные расстояния между подвижными опорами труб на прямых участках надлежит определять расчетом на прочность, исходя из возможности максимального использования несущей способности труб и по допускаемому прогибу, принимаемому не более  $0,02 D_y$ , м.

В районах многолетнемерзлых грунтов расстояние между подвижными опорами труб при прокладке должно приниматься с коэффициентом 0,7 к расстояниям, полученным при расчете трубопроводов на прочность[12].

## 2.8 Тепло-электроизолированность опор

Существуют диэлектрические опоры, предназначенные для защиты трубопровода от влияния источников блуждающих токов. В этих типах опор изолирование трубы от опорной конструкции достигается за счет паронитовых прокладок, укладываемых между хомутовой частью опоры и трубой. В дополнение к хомутовым диэлектрическим опорам применяются опорные плиты с диэлектрическими прокладками для скользящих приварных опор. Опорная плита прикрепляется к подошве опоры болтами, а между стальными деталями устанавливаются паронитовые прокладки и шайбы.

					<i>Особенности строительства магистрального газонефтепровода в условиях ММГ</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		41

## ГЛАВА 3. РАСЧЕТЫ И АНАЛИТИКА

### 3.1 Расчет толщины стенки, проверка прочности и устойчивости надземного нефтепровода

Таблица 1 – Исходные данные

Название	Сокращение	Значение
Диаметр трубопровода, м	D	0,82
Длина участка нефтепровода, км	L	400
Рабочее давление, МПа	P	7
Марка стали нефтепровода, класс прочности	Сталь Ч-09СФ (09ГСФ), К52	
Временное сопротивление стали, МПа	$\sigma_{вр}$	520
Модуль упругости, МПа	E	$2,06 \cdot 10^5$
Коэффициент линейного расширения, $1/^\circ\text{C}$	$\alpha_t$	$1,16 \cdot 10^{-5}$
Коэффициент Пуассона	$\mu$	0,3

Расчетную толщину стенки трубопровода необходимо вычислять по формуле[4]:

$$\delta = \frac{n \cdot P \cdot D_H}{2 \cdot (R_1 + n \cdot P)}; \quad (3.1)$$

где  $n = 1,15$  - коэффициент надежности по нагрузке - внутреннему рабочему давлению в трубопроводе (СП 36.13330.2012 табл.4)[4];

$P = 7$  МПа - рабочее давление в трубопроводе;

$D_H = 0,82$  м - наружный диаметр трубы;

$R_1$  - расчетное сопротивление растяжению, определяется по формуле[4]:

$$R_1 = \frac{R_1^H \cdot m_0}{k_1 \cdot k_H} \quad (3.2)$$

где  $m_0 = 0,9$  – коэффициент, учитывающий условия, к которым трубопровод работает (для транспортировки нефти и нефтепродуктов в северной

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	Оценка устойчивости магистральных газонефтепроводов при их строительстве в многолетнемерзлых грунтах			
Разраб.		Сонина Е.В.			Расчеты и аналитика	Лит.	Лист	Листов
Руковод.		Цимбалюк А.Ф.					42	87
Консульт.						<b>ТПУ гр. 2Б4А</b>		
Рук-ль ООП		Брусник О.В.						

строительно-климатической зоне) (СП 36.13330.2012 табл.1)[4];

$k_1 = 1,34$  - коэффициент надежности по материалу [4];

$k_H = 1$  - коэффициент надежности по назначению трубопровода (для нефтепроводов и нефтепродуктопроводов с условным диаметром трубопровода 600-1000 мм) [4];

$R_1^H$  - нормативное сопротивление растяжению металла труб и сварных соединений, принимается равным минимальному значению временного сопротивления;

$\sigma_{вр} = 520$  МПа;

$$R_1 = \frac{R_1^H \cdot m_0}{k_1 \cdot k_H} = \frac{520 \cdot 0,9}{1,34 \cdot 1} = 349,25 \text{ Мпа} \quad (3.3)$$

$$\delta = \frac{n \cdot P \cdot D_H}{2 \cdot (R_1 + n \cdot P)} = \frac{1,15 \cdot 7 \cdot 0,82}{2 \cdot (349,25 + 1,15 \cdot 7)} = 0,00923 \approx 9 \text{ мм.} \quad (3.4)$$

С учетом коррозии, необходимо сделать припуск 2 мм и неравномерности проката 1мм, тогда толщина стенки будет равняться 12 мм.

Если имеются продольно-осевые сжимающие напряжения, тогда толщину стенки находят из следующего условия:

$$\delta = \frac{n \cdot P \cdot D_H}{2 \cdot (R_1 \cdot \psi_1 + n \cdot P)}; \quad (3.5)$$

где  $\psi_1$  - коэффициент, учитывающий двухосное напряженное состояние труб, определяемый по формуле:

$$\psi_1 = \sqrt{1 - 0,75 \cdot \left(\frac{|\sigma_{npN}|}{R_1}\right)^2} - 0,5 \cdot \frac{|\sigma_{npN}|}{R_1}; \quad (3.6)$$

где  $\sigma_{npN}$  - продольное осевое сжимающее напряжение, МПа, она зависит от расчетных нагрузок и воздействий, при этом учитываются упругопластическая работы металла труб, напряжение определяется по следующей формуле:

$$\sigma_{npN} = -\alpha \cdot E \cdot \Delta t + \mu \cdot \frac{n \cdot P \cdot D_H}{2 \delta_H}; \quad (3.7)$$

где  $\alpha = 1,16 \cdot 10^{-5}$  град - коэффициент линейного расширения металла трубы;

$E = 2,06 \cdot 10^5$  МПа - переменный параметр упругости (модуль Юнга);

					Расчеты и аналитика	Лист
						43
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

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

$\Delta t$  - расчетный температурный перепад.

Абсолютное значение максимального положительного или отрицательного температурного перепада определяют по формулам[4]:

$$\Delta t_{(+)} = \frac{\mu \cdot R_1}{\alpha \cdot E} = \frac{0,3 \cdot 349,25}{1,16 \cdot 10^{-5} \cdot 2,06 \cdot 10^5} = 43,85 \text{ град}; \quad (3.8)$$

$$\Delta t_{(-)} = \frac{(1-\mu) \cdot R_1}{\alpha \cdot E} = \frac{0,7 \cdot 349,25}{1,16 \cdot 10^{-5} \cdot 2,06 \cdot 10^5} = 102,31 \text{ град}. \quad (3.9)$$

Далее в расчетах используем максимальный температурный перепад, т.е. 102,31 градусов. Тогда осевые продольные сжимающие напряжения:

$$\begin{aligned} \sigma_{npN} &= -\alpha \cdot E \cdot \Delta t + \mu \cdot \frac{n \cdot P \cdot D_n}{\delta_n} = -1,16 \cdot 10^{-5} \cdot 2,06 \cdot 10^5 \cdot 102,31 + 0,3 \cdot \frac{1,15 \cdot 7 \cdot 0,82}{0,012} = \\ &= -79,45 \text{ МПа}. \end{aligned} \quad (3.10)$$

Так как  $\sigma_{npN} = -79,45$  МПа – отрицательное значение, значит сжимающие напряжения присутствуют.

Коэффициент, учитывающий двухосное напряженное состояние металла:

$$\psi_1 = \sqrt{1 - 0,75 \cdot \left(\frac{|-79,45|}{349,25}\right)^2} - 0,5 \cdot \frac{|-79,45|}{349,25} = 0,867. \quad (3.11)$$

Так как присутствуют продольные напряжения, расчетная толщина стенки пересчитывается:

$$\delta = \frac{n \cdot P \cdot D_n}{2 \cdot (R_1 \cdot \psi_1 + n \cdot P)} = \frac{1,15 \cdot 7 \cdot 0,82}{2 \cdot (349,25 \cdot 0,867 + 1,15 \cdot 7)} = 0,0011 \text{ м}. \quad (3.12)$$

Толщина стенки будет равной 14 мм, так как необходимо учесть припуск на коррозию 2 мм и на неравномерность проката 1 мм.

Прочность надземных трубопроводов проверяется по условию[4]:

$$|\sigma_{np}| \leq \psi_2 \cdot R_2; \quad (3.13)$$

					Расчеты и аналитика	Лист
						44
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

где  $|\sigma_{пр}|$  - максимальные продольные напряжения в трубопроводе от расчетных нагрузок и воздействий, МПа;

$\psi_2$  - коэффициент, учитывающий двусное напряженное состояние металла труб.

$$\psi_2 = \sqrt{1 - 0.75 \cdot \left(\frac{|\sigma_{кц}|}{R_2}\right)^2} - 0.5 \cdot \frac{|\sigma_{кц}|}{R_2} = \sqrt{1 - 0.75 \cdot \left(\frac{|227,7|}{292,5}\right)^2} - 0.5 \cdot \frac{|227,7|}{292,5} = 0,4; (3.14)$$

где  $R_2$  - расчетное сопротивление, МПа;

$\sigma_{кц}$  - кольцевое напряжение от расчетного внутреннего давления, МПа.

$$R_2 = \frac{R_2^H \cdot m_0}{k_2 \cdot k_H} = \frac{390 \cdot 0.9}{1,2 \cdot 1} = 292,5 \text{ МПа}; (3.15)$$

$$\sigma_{кц} = \frac{n \cdot P \cdot D_{вн}}{2\delta} = \frac{1,15 \cdot 7 \cdot 792}{2 \cdot 14} = 227,7 \text{ МПа}; (3.16)$$

$$|-79,45| \leq 123,6$$

Условие прочности для надземного трубопровода выполняется.

### 3.2 Расчет нагрузок и воздействий, возникающих в трубопроводе

При расчете трубопроводов следует учитывать нагрузки и воздействия, возникающие при их сооружении, испытании и эксплуатации. Все нагрузки и воздействия на магистральный нефтепровод подразделяются на постоянные и временные, которые, в свою очередь, подразделяются на длительные, кратковременные и особые.

К постоянным нагрузкам и воздействиям относят те, которые действуют в течение всего срока строительства и эксплуатации трубопровода:

1. Собственный вес трубопровода, учитываемый в расчетах как вес единицы длины трубопровода[33]:

$$q_{тр} = n \gamma_{ст} \cdot \frac{\pi}{4} (D_H^2 - D_{вн}^2), (3.17)$$

$$q_{тр} = 1,1 \cdot 78500 \cdot \frac{3,14}{4} (0,82^2 - 0,792^2) = 3059,53 \text{ Н/м};$$

где  $n$  – коэффициент надёжности по нагрузке ( $n = 1,1$ );

$D_H, D_{вн}$  – наружный и внутренний диаметр трубопровода, м;

$\gamma_{ст}$  – удельный вес стали ( $\gamma_{ст} = 78500 \text{ Н/м}^3$ ) [33].

									Лист
									45
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	Расчеты и аналитика				

2. Вес изоляционного покрытия и различных устройств, которые могут быть на трубопроводе. Для надземных трубопроводов ориентировочно можно принимать равным 10% от собственного веса трубы. Точнее вес изоляционного покрытия определяют по формуле[33]:

$$q_{из} = n\gamma_{из} \cdot \frac{\pi}{4} (D_{из}^2 - D_{н}^2), (3.18)$$

$$q_{из} = 1,1 \cdot 600 \cdot \frac{3,14}{4} (0,92^2 - 0,82^2) = 90,15 \text{ Н/м};$$

где  $n$  – коэффициент надёжности по нагрузке ( $n=1,1$ );

$\gamma_{из}$  – удельный вес материала изоляции, для пенополиуретана  $\gamma_{из} = 600 \text{ Н/м}^3$ ;

$D_{из}$  и  $D_{н}$  – соответственно диаметр изолированного трубопровода и его наружный диаметр, м.

К длительным временным нагрузкам относятся следующие:

1. Внутреннее давление, которое устанавливается проектом. Внутреннее давление создаёт в стенках трубопровода кольцевые и продольные напряжения. Кольцевые напряжения определяют по формуле[33]:

$$\sigma_{кц} = \frac{n \cdot P \cdot D_{вн}}{2\delta} = 227,7 \text{ МПа}; (3.19)$$

Продольные напряжения в стенке трубы от внутреннего давления определяются по формуле:

$$\sigma_{пр} = \mu \cdot \sigma_{кц} = 68,31 \text{ МПа}; (3.20)$$

где  $\mu$  – коэффициент поперечной деформации (коэффициент Пуассона).

2. Вес перекачиваемого продукта на единицу длины трубопровода определяют по формуле[33]:

$$q_{пр} = 10^{-4} \rho_n g \frac{\pi D_{вн}^2}{4}; (3.21)$$

$$q_{пр} = 10^{-4} \cdot 850 \cdot 9,81 \frac{\pi \cdot 79,2^2}{4} = 4105,89 \text{ Н/м}$$

где  $\rho_n$  - плотность нефти,  $\text{кг/м}^3$ ,

					Расчеты и аналитика	Лист
						46
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

$D_{вн}$  – внутренний диаметр трубы, см.

3. Температурные воздействия, которые вызывают продольные деформации трубопровода[33]:

$$\varepsilon_t = \alpha \Delta t = 1,16 \cdot 10^{-5} \cdot 102,3 = 0,001; \quad (3.22)$$

где  $\alpha$  – коэффициент линейного расширения,  $1/^\circ\text{C}$ ;

$\Delta t$  – расчетный перепад температуры, обычно принимаемый для надземных трубопроводов равным  $\pm 50$   $^\circ\text{C}$ .

При отсутствии продольных деформаций в трубопроводе возникают продольные растягивающие напряжения[33]:

$$\sigma_{npt} = -\alpha \cdot E \cdot \Delta t = -1,16 \cdot 10^{-5} \cdot 102,3 \cdot 2,06 \cdot 10^5 = 244,46 \text{ МПа};$$

где  $E$  – модуль упругости, МПа.

К кратковременным нагрузкам и воздействиям на трубопровод относят следующие[33]:

1. Снеговая нагрузка, приходящаяся на единицу длины трубопровода:

$$q_{сн} = n \cdot \mu \cdot S_0 \cdot D_{из} = 1,1 \cdot 0,4 \cdot 150 \cdot 0,92 = 77,28 \text{ Н/м}^2; \quad (3.23)$$

где  $n$  – коэффициент надежности по нагрузке ( $n=1,1$ );

$\mu$  – коэффициент перехода от веса снегового покрова земли к снеговой нагрузке на трубопровод ( $\mu=0,4$ );

$S_0$  – нормативное значение веса снегового покрова на  $1 \text{ м}^2$  горизонтальной поверхности земли (принимается в зависимости от снегового района РФ), ( $\text{кг}\cdot\text{с}/\text{м}^2$ ).

2. Нагрузка от обледенения надземного трубопровода, приходящаяся на единицу длины трубопровода:

$$q_{лед} = 0,17n\delta_{лед}D_{из}, \text{ Н/м}; \quad (3.24)$$

где  $\delta_{лед}$  – толщина слоя льда[4], принимается в соответствии с картой климатических районов гололедности, мм.

$D_{из}$  - диаметр трубопровода с изоляцией, см.

$$q_{лед} = 0,17 \cdot 1,3 \cdot 15 \cdot 92 = 305 \text{ Н/м};$$

					Расчеты и аналитика	Лист
						47
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

3. Ветровая нагрузка на единицу длины трубопровода, перпендикулярная его осевой вертикальной плоскости:

$$q_B = n \cdot w_0 \cdot k \cdot c \cdot D_{из}, \text{ Н/м}; \quad (3.25)$$

где  $n = 1,2$ ;

$w_0$  – нормативное значение ветрового давления  $\text{Н/м}^2$ , определяемый по таблице 2;

$k$  – коэффициент учитывающий изменение ветрового давления по высоте и тип местности;

$c$  – аэродинамический коэффициент,  $c = 0,5$  [4].

Таблица 2 - Определение ветровой нагрузки местности

Ветровые районы РФ	I	II	III	IV	V	VI	VII
$w_0$ , кПа (кгс/м <sup>2</sup> )	0,23 (23)	0,30 (30)	0,38 (38)	0,48 (48)	0,60 (60)	0,73 (73)	0,85 (85)

$$q_B = 1,2 \cdot 600 \cdot 0,75 \cdot 0,5 \cdot 0,92 = 248,4 \text{ Н/м.}$$

### 3.3 Расчет устойчивости свайных опор надземного трубопровода

При надземной схеме трубопровод укладывается на свайные опоры, заглубляемые в мерзлый грунт. В этом случае взаимодействия трубопровода с грунтом, как механическое, так и тепловое, полностью исключены. Трубопровод является лишь нагрузкой на сваи, и расчет его устойчивости на мерзлом грунте сводится по существу к расчету устойчивости свай, к которым приложены вертикальные и горизонтальные нагрузки.

Вертикальные нагрузки образуются весом трубопровода, продукта, снега и гололеда. Горизонтальные – давлением ветра. Целью расчета является проверка устойчивости фундамента на действие вертикальных и горизонтальных нагрузок и сил пучения.



Вертикальная нагрузка на 1 м трубопровода Н/м, определяется по формуле:

$$q_{\text{в}} = q_{\text{тр}} + q_{\text{из}} + 0,95q_{\text{пр}} + 0,9(q_{\text{сн}} + q_{\text{лед}}); \quad (3.26)$$

$$q_{\text{в}} = 3059,53 + 90,15 + 0,95 \cdot 4105,89 + 0,9(77,28 + 305) = 7122,53 \text{ Н/м};$$

Проверка устойчивости свайного фундамента на действие вертикальной нагрузки заключается в контроле выполнения предельного условия:

$$F_{\text{в}} \leq \frac{F_{\text{н}}}{\gamma_{\text{н}}}; \quad (3.27)$$

где  $F_{\text{в}}$  – вертикальная нагрузка на одну сваю, Н;

$F_{\text{н}}$  – несущая способность сваи, Н;

$\gamma_{\text{н}}$  – коэффициент надежности по грунту равный 1,4. [34]

$$F_{\text{в}} = \frac{q_{\text{в}} \cdot L}{n}; \quad (3.28)$$

$$F_{\text{в}} = \frac{7122,53 \cdot 18}{2} = 64103 \text{ Н};$$

где  $L$  – расстояние между опорами трубопровода, м [35],

$n$  – число свай в опоре.

$$F_{\text{н}} = RA_{\text{п}} + R_{\text{а}}u_{\text{п}}(l - l_{\text{р}}); \quad (3.29)$$

где  $R$  – давление на мерзлый грунт, определяемое по таблице В.1 [35], в зависимости от расчетной температуры  $T_{\text{с}}$ , Па[35];

$A_{\text{п}}$  – площадь поперечного сечения сваи,  $\text{м}^2$ ;

$R_{\text{а}}$  – расчетное сопротивление мерзлого грунта сдвигу по поверхности смерзания, определяемое по таблице В.3[35], в зависимости от расчетной температуры  $T_{\text{е}}$ , Па.

$u_{\text{п}}$  – периметр сваи, м;

$l$  – глубина погружения сваи в грунт, м;

$l_{\text{р}}$  – длина изгибаемого участка сваи, расположенного в многолетнемерзлом грунте, м; [35]

$$l_{\text{р}} = d_{\text{св}} + 1,5d_{\text{р}}; \quad (3.30)$$

					Расчеты и аналитика	Лист
						49
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

$$l_p = 0,6 + 1,5 \cdot 0,426 = 1,239 \text{ м};$$

где  $d_{co}$  – мощность слоя сезонного оттаивания, м;

$d_p$  – наибольший линейный размер поперечного сечения сваи, м.

$$T_c = (T_0 - T_{uz}) \alpha_3 + T_{uz} \quad (3.31)$$

$$T_e = (T_0 - T_{uz}) \alpha_e + T_{uz} \quad (3.32)$$

где  $T_0$  – температура ММГ на глубине нулевых годовых теплооборотов, °С;

$T_{uz}$  – температура начала замерзания грунта, °С;

$\alpha_3, \alpha_e$  – безразмерные коэффициенты, определяемые по таблице 3 в зависимости от величины:

$$\mu = (l - l_p) \sqrt{\frac{c_f}{\lambda_f}}; \quad (3.33)$$

$$\mu = (7 - 1,239) \sqrt{\frac{638}{1,3}} = 147,63;$$

где  $c_f = 638 \text{ Вт}\cdot\text{ч}/(\text{м}^3\cdot\text{°С})$  – объемная теплоемкость ММГ;

$\lambda_f = 1,3 \text{ Вт}/(\text{м}\cdot\text{°С})$  – коэффициент теплопроводности ММГ [35].

Таблица 3 – Значения коэффициентов  $\alpha_3, \alpha_e$

$\mu$	0,0	25	50	75	100	125	150	175	250	300
$\alpha_3$	0,0	0,34	0,67	0,85	0,95	1,01	1,03	1,03	1,01	1,00
$\alpha_e$	0,0	0,21	0,38	0,51	0,61	0,68	0,74	0,78	0,85	0,86

Принимаем коэффициент  $\mu = 150$ , и соответственно получаем значения  $\alpha_3 = 1,03, \alpha_e = 0,74$ .

$$T_c = (-1,65 + 0,9) \cdot 1,03 - 0,9 = -1,67 \text{ °С};$$

$$T_e = (-1,65 + 0,9) \cdot 0,74 - 0,9 = -1,46 \text{ °С}.$$

Значения  $R$  и  $R_a$  принимаем в зависимости от расчетных температур  $T_c, T_e$  согласно [35],  $R = 0,55 \text{ МПа}, R_a = 0,125 \text{ МПа}$ .

$$F_u = 550000 \cdot 1,4 + 125000 \cdot 1,34(9 - 1,42) = 2110 \text{ кН};$$

											Лист
											50
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата							

$$64,1 \text{ кН} \leq \frac{2110}{1,4} \text{ кН};$$

$$64,1 \text{ кН} \leq 1507,1 \text{ кН}.$$

Предельное условие устойчивости свайного фундамента на действие вертикальной нагрузки выполняется.

					<i>Расчеты и аналитика</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		51

## ГЛАВА 4. ТЕРМОИЗОЛЯЦИЯ И ТЕРМОСТАБИЛИЗАЦИЯ

### 4.1 Теплоизоляция и термостабилизация грунтов

С помощью теплоизоляции из материалов с низким коэффициентом теплопроводности можно снизить тепловое воздействие на грунты от тепловыделяющих элементов и таким образом сохранить мерзлоту. Теплоизоляция размещается непосредственно на тепловыделяющих элементах сооружений, контактирующих с грунтами основания. Существуют различные способы изоляции: частичная, дифференцированная (разной толщины), полная. Наиболее востребованные в настоящее время теплоизоляционные материалы изготавливаются из вспененного полистирола. Этот вид теплоизоляции имеет высокие теплоизоляционными свойствами, хороший прочностной показатель и обладает низким водопоглощением. Основным недостатком является небольшой температурный диапазон до 75 °С, который не позволяет применять теплоизоляцию на высокотемпературных трубопроводах, оснований факельных установок и емкостного оборудования. Для сохранения грунтов оснований в мерзлом состоянии могут применяться теплозащитные экраны (рис.12). Экран заглубляется в насыпи под трубопроводом на некотором расстоянии от основания, что препятствует передаче тепловыделений сооружений в грунт. Экраны могут применяться как индивидуально, так и совместно с другими защитными мероприятиями.

					Оценка устойчивости магистральных газонефтепроводов при их строительстве в многолетнемерзлых грунтах			
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>				
<i>Разраб.</i>		<i>Сонина Е.В.</i>			<i>Термоизоляция и термостабилизация</i>	<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Руковод.</i>		<i>Цимбалюк А.Ф.</i>					52	87
<i>Консульт.</i>						<b>ТПУ гр. 2Б4А</b>		
<i>Рук-ль ООП</i>		<i>Брусник О.В.</i>						

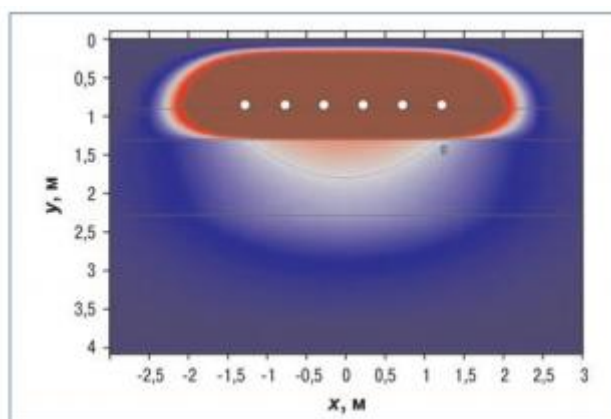


Рисунок 12 - Применение теплового экрана для снижения теплового воздействия коридора коммуникаций на мерзлоту[13]

Широкое распространение также получили материалы на основе вспененного полистирола, благодаря высоким физико-механическим показателям, позволяющим без ухудшения теплоизоляционных свойств воспринимать значительные механические нагрузки. Также возможно использование вспененного стекла, которое можно использовать при температуре до 500 °С.

При недостаточности теплоизоляции применяют термостабилизацию грунтов. Сущность заключается в применении замкнутых парожидкостных систем различной пространственной конфигурации, работающих за счет разности температур наружного воздуха и грунтов основания.

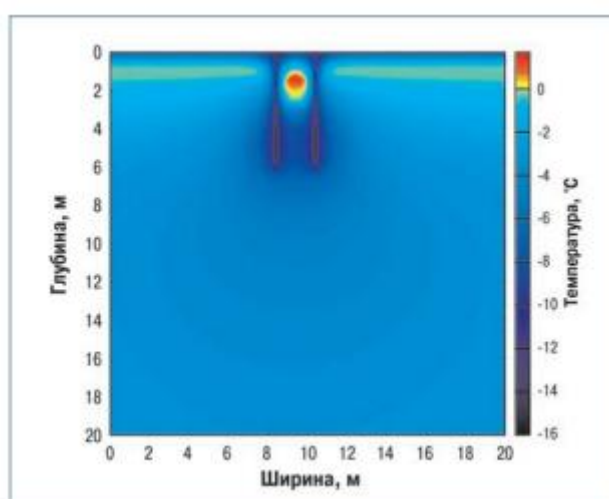


Рисунок 13 - Распределение температуры грунта вокруг трубопровода через 30 лет эксплуатации с установленными термостабилизаторами[13]

Существует следующие виды термостабилизаторов:

- одиночные (рис. 13);
- глубинные;
- площадные.

Одиночные термосифоны применяются для точечного промораживания или поддержания отрицательного температурного режима, например, вокруг свай. Глубинные системы применяются для промораживания глубинных слоев грунта, например, в гидротехнических сооружениях. Площадные системы используются для компенсации теплового воздействия значительных по площади основания сооружений, например резервуарного парка, отапливаемых производственных и жилых зданий.

Для широко применяющихся горизонтальных факельных установок (ГФУ) разработан метод стабилизации основания насыпи и недопущения растепления ММГ. Обустраивают в основании насыпи слой вентиляционных труб, позволяющие отводить за пределы обваловки факела тепло, передаваемое в насыпь.

По исследованиям ОАО «Гипротюменнефтегаз» самым эффективным мероприятием по термостабилизации грунта является расчистка снега, позволяющая достигать температуры поверхности земли практически равной температуре воздуха, и соответственно существенно увеличивать глубину промерзания грунта в зимний период. Более эффективным является только совместное применение солнцезащитного навеса и расчистки снега, что позволяет понизить температуру на значительных глубинах до 4 раз по сравнению с естественными условиями.

#### **4.2 Эффективность мероприятий, регулирующих теплообмен между атмосферой и поверхностью земли**

Помимо теплоизоляционных покрытий и термостабилизаторов существуют мероприятия, регулирующие теплообмен между атмосферой и поверхностью земли:

					<i>Термоизоляция и термостабилизация</i>	<i>Лист</i>
						54
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		

– применение солнцезащитных навесов, которые уменьшают радиацию Солнца, поступающую на грунт;

– расчистка снега в зимний период, благодаря которой увеличивается эффективное излучение с поверхности почвы;

– окраска грунта в светоотражающий цвет или использование гравия природного белого цвета, что повышает отражательную способность (альбедо) поверхности.

Для сравнения эффективности мероприятий существует численная модель теплообмена и создан программный модуль расчета температуры в грунте. Для расчета модели использовались следующие показатели:

– среднемесячная температура воздуха  $t_{вз}$ ;

– величина суммарной солнечной радиации, поступающей на горизонтальную площадку в единицу времени,  $Q_c$  ;

– скорость ветра  $v$ ;

– альбедо поверхности  $A$ ;

– высота снежного покрова  $h_c$ .

Численная модель основана на решении одномерного нелинейного уравнения теплопроводности[21]:

$$\frac{\partial t(x,\tau)}{\partial \tau} = a^2 \frac{\partial^2 t(x,\tau)}{\partial x^2}; \quad (4.1)$$

где  $t$  – температура,

$x$  – координата;

$\tau$  – время;

$a$  – коэффициент температуропроводности[14].

Граничные условия для зимнего и летнего периодов различны. Так летом учитывается величина радиационного баланса [15]:

$$R = Q_c(1 - A) - I_{эф}, \quad (4.2)$$

где  $Q_c$  - величина суммарной солнечной радиации, поступающей на горизонтальную площадку в единицу времени,

$A$  - альбедо поверхности,

					<i>Термоизоляция и термостабилизация</i>	<i>Лист</i>
						55
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		

$I_{эф}$  - эффективное излучение.

В зимний период снежный покров учитывается как дополнительный слой с собственным коэффициентом теплопроводности. Также учитывается фазовый переход, между мерзлым и талым грунтами.

В качестве примера для расчета использовались данные с метеостанции «Тазовское» (табл. 4).

Таблица 4 – Данные с метеостанции «Тазовское»

Параметр	Месяц											
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
$t_{вз}, ^\circ\text{C}$	-26,7	-25,8	-22,5	-14,2	-5,5	5,2	13,4	10,7	4,2	-6,5	-19,4	-24,9
$v, \text{ м/с}$	6,9	6,1	7	6,6	6,6	6,2	5,3	5,4	5,3	6,4	6,2	6,8
$h_c, \text{ м}$	0,25	0,3	0,34	0,38	0,21	0	0	0	0	0,08	0,15	0,2
$Q_c, \text{ кДж(ккал)/(см}^2\cdot\text{мес)}$	0,98 (0,2)	7,35 (1,5)	27,4 (5,6)	51,5 (10,5)	65,7 (13,4)	71,1 (14,5)	71,1 (14,5)	46,1 (9,4)	21,6 (4,4)	9,8 (2)	2,5 (0,5)	0 (0)
$A, \%$	80	80	80	80	40	20	20	20	20	50	80	80

где  $t_{вз}$  – среднемесячная температура воздуха;

$v$  – скорость ветра;

$h_c$  – высота снежного покрова;

$Q_c$ - величина суммарной солнечной радиации, поступающей на горизонтальную площадку в единицу времени;

$A$  – альbedo поверхности.

Расчет выполняется для следующего геологического поперечника:

Таблица 5 – Толщина грунта

Грунт	Толщина, м
Песок	1,2
Суглинок	3,3
Песок	2,2
Суглинок	8,3

Таблица 5 – Характеристика грунта

Тип грунта	$\rho, \text{ кг/м}^3$	$W$	$C_t, \text{ Дж/К}$	$C_m, \text{ Дж/К}$	$\lambda_t, \text{ Вт/(м}\cdot\text{К)}$	$\lambda_m, \text{ Вт/(м}\cdot\text{К)}$
Песок	1610	0,21	686	520	1,91	2,11
Суглинок	1110	0,4	740	505	1,35	1,55

					Термоизоляция и термостабилизация		Лист
							56
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата			



Продолжение таблицы 5

Суглинок	1290	0,3	720	520	1,25	1,35
----------	------	-----	-----	-----	------	------

где  $\rho$  – плотность грунта;

$W$  – суммарная влажность грунта;

$C_T, C_M$  - теплоемкость соответственно талого и мерзлого грунта;

$\lambda_T, \lambda_M$  – теплопроводность соответственно талого и мерзлого грунта.

Были проведены пять вариантов расчетов:

- 1) грунт в естественных условиях, т.е. без применения мероприятий;
- 2) грунт, на поверхности которого в летний период устанавливается солнцезащитный навес, который уменьшает влияние прямой солнечной радиации;
- 3) грунт, на котором расчищен снег, следовательно, исключается теплоизолирующее влияние снежного покрова;
- 4) грунт, поверхность которого покрыта гравием белого цвета для увеличения альбедо;
- 5) грунт, на поверхности которого установлен солнцезащитный навес и ведется расчистка снега.

Результаты расчета представляют собой кривые распределения температуры поверхности почвы по месяцам и распределения температуры грунта по глубине.

Рассмотрим распределение температуры поверхности почвы по месяцам при применении указанных мероприятий, сравним их с распределением температуры воздуха и между собой [17]. Из рис. 14 видно, что в естественных условиях температура поверхности грунта всегда несколько выше температуры воздуха: зимой за счет снежного покрова, который уменьшает эффективное излучение поверхности, летом за счет интенсивного нагрева поверхности почвы прямой и рассеянной солнечной радиацией. Только в весенние и осенние месяцы температура поверхности близка к температуре воздуха.

					<i>Термоизоляция и термостабилизация</i>	<i>Лист</i>
						57
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		

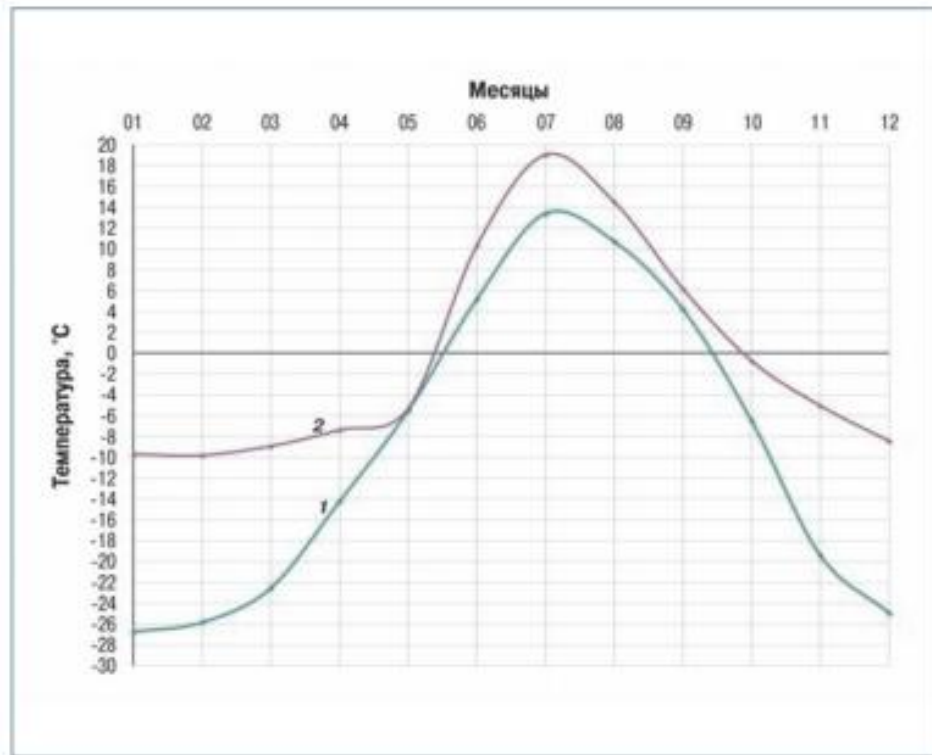


Рисунок 14 - Динамика температуры воздуха (1) и грунта (2) в естественных условиях

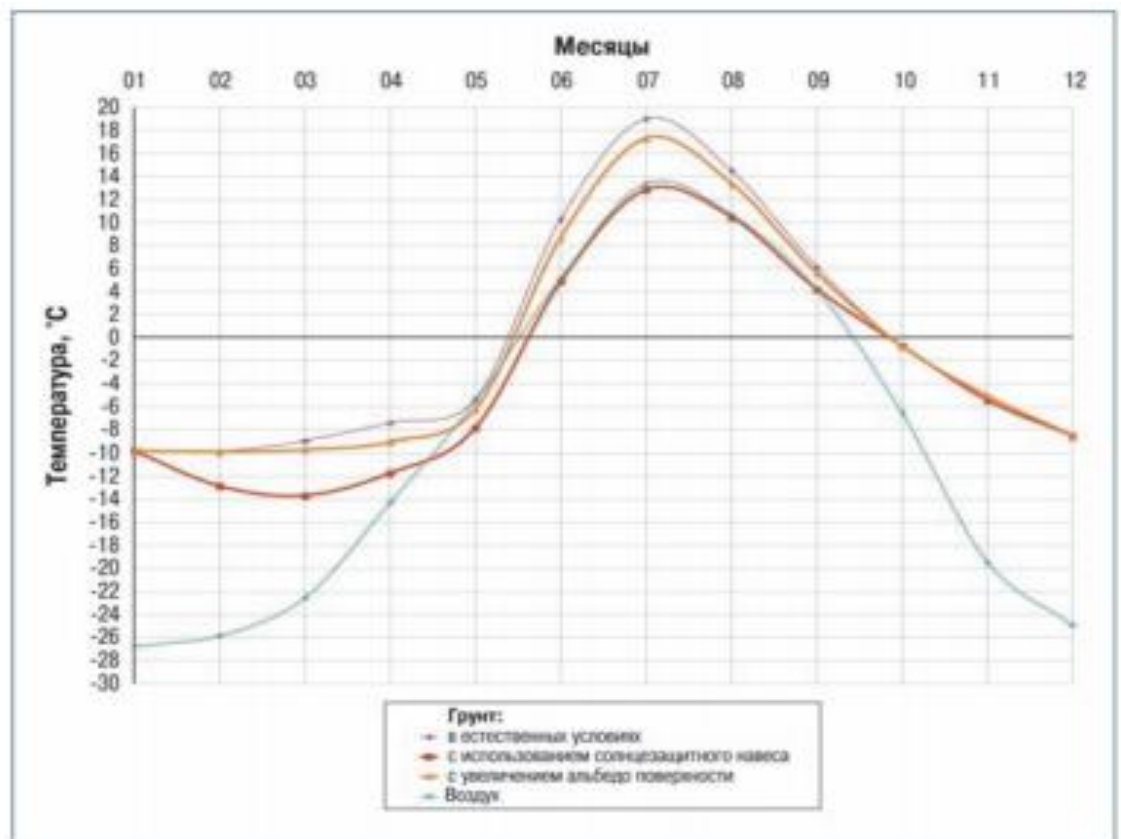


Рисунок 15 - Динамика температуры поверхности грунта при использовании мероприятий и температуры воздуха

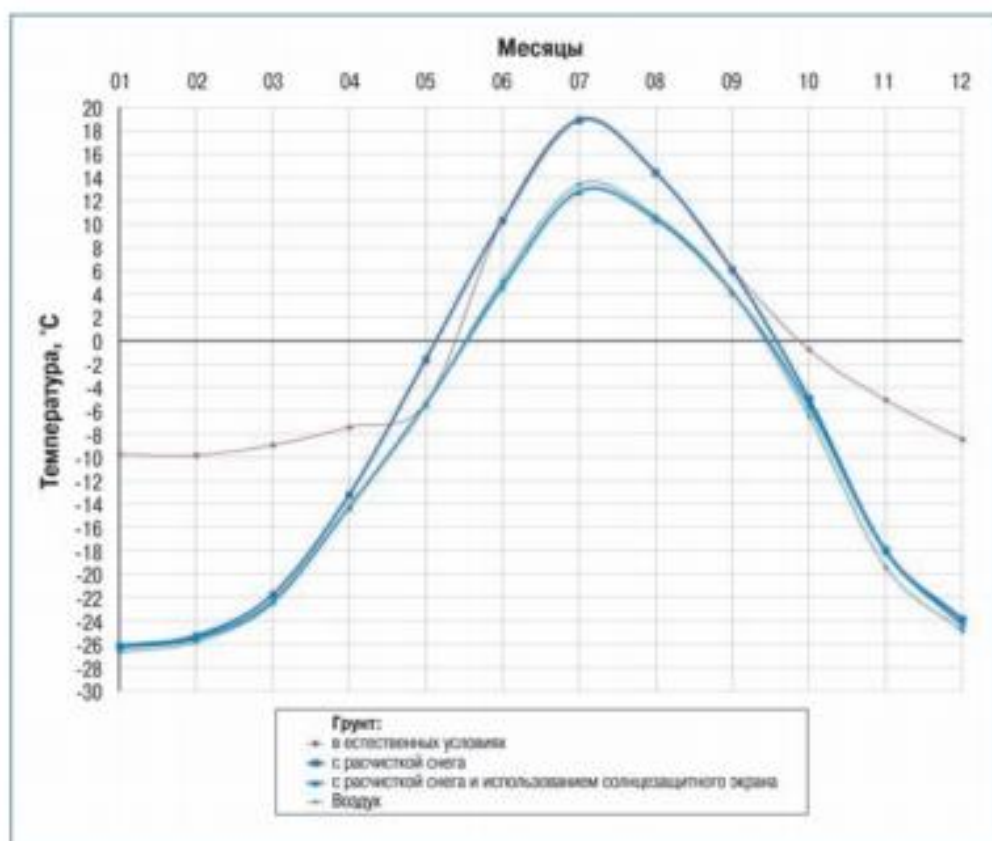


Рисунок 16 - Динамика температуры поверхности грунта при использовании мероприятий и температуры воздуха

Для уменьшения температуры поверхности могут применяться различные мероприятия. На рис. 15, 16 показано распределение температуры поверхности по месяцам при использовании мероприятий по изменению режима теплообмена. Из рис. 15 видно, что увеличение альбедо поверхности приводит к небольшому уменьшению температуры поверхности в летние месяцы, солнцезащитный навес в этот же период времени практически приближает температуру поверхности к температуре воздуха, следовательно, использование солнцезащитного навеса более эффективно, чем увеличение альбедо поверхности. Как следует из рис. 16, расчистка снега в зимние месяцы, увеличивая эффективное излучение с поверхности грунта, уменьшает температуру поверхности вплоть до температуры воздуха, обеспечивая более сильное промерзание грунта, что в свою очередь замедляет процесс растепления в летние месяцы. При использовании солнцезащитного навеса и

расчистки снега совместно можно добиться приближения температуры поверхности к температуре воздуха, т.е. теплообмен между поверхностью почвы и атмосферой будет осуществляться главным образом конвективным путем. На рис. 17 показано распределение температур по месяцам на глубине 2,5 м. В отличие от естественных условий каждое из мероприятий снижает температуру грунта на данной глубине, а пики самых низких температур сдвигаются к более ранним датам. Ключевые параметры, характеризующие влияние рассмотренных мероприятий по изменению режима теплообмена, представлены в табл. 7. Вследствие совместного применения снегоочистки и солнцезащитного навеса достигаются минимальные значения зимних и летних температур и глубины протаивания.

Снегоочистка эффективна, однако данное мероприятие может потребовать больших трудозатрат в годы обильных снегопадов. По данным натурных наблюдений [16] навесы на откосах насыпи могут понижать температуру грунтов на 3-5 °С и обеспечивать стабильность земляного полотна на сильнольдистых многолетнемерзлых грунтах.

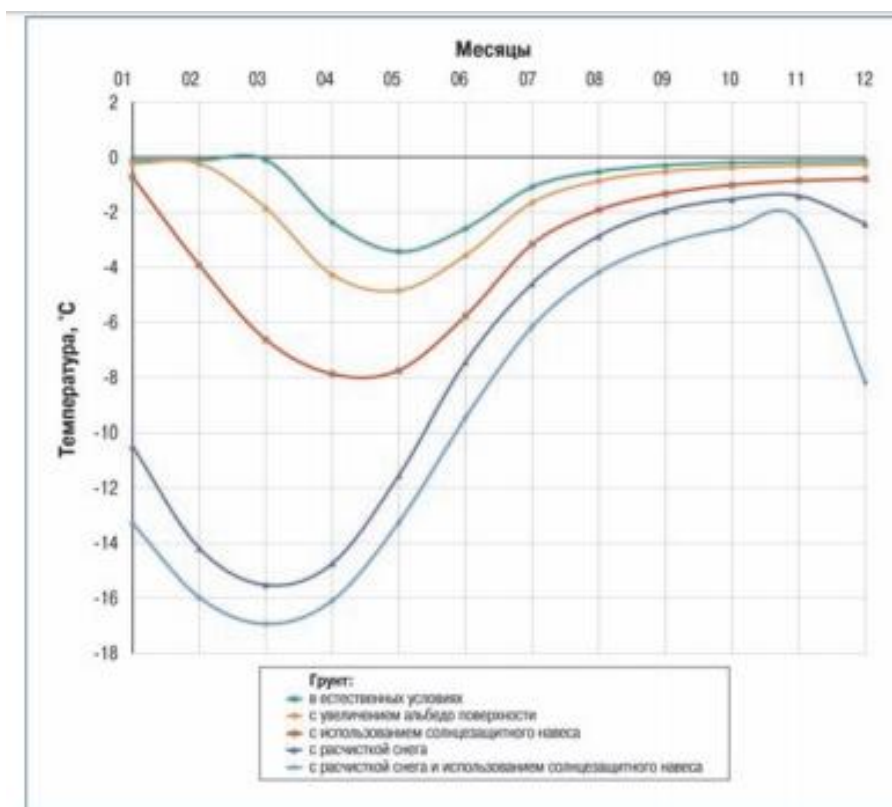


Рисунок 17 - Динамика температуры грунта на глубине 2,5 м

Таблица 7 – Характеристика грунта до и после мероприятий по сохранению мерзлоты

Температура поверхности грунта, °С		Глубина протаивания, м	Дата полного промерзания
максимальная	минимальная		
Естественные условия			
19,3	-10,5	1,9	22.03
Увеличение альbedo поверхности			
17,6	-10,8	1,8	08.03
Использование солнцезащитного навеса			
13,1	-14,1	1,5	15.01
Расчистка снега			
19,2	-26,3	1,7	15.12
Расчистка снега и использование солнцезащитного навеса			
13,1	-26,3	1,4	22.11

В результате можно сделать выводы:

1. Мероприятия по изменению теплообмена на поверхности грунта значительно изменяют его температурный режим.

2. Совместное использование солнцезащитного навеса и снегоочистки является наиболее эффективным мероприятием по сохранению грунта в мерзлом состоянии. Данное мероприятие обеспечивает минимальную глубину протаивания грунта и достаточно низкую температуру самого грунта для обеспечения несущей способности строительных оснований.

## ГЛАВА 5. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение

Развитие нефтегазовой отрасли и эксплуатация трубопроводов в многолетнемерзлых грунтах ставит вопрос о решении долговечности. Так, для расчета стоимости обеспечения устойчивости трубопровода следует учесть:

- устройство опор для трубопровода;
- установку термостабилизатора;
- установку термоизоляции.

### 5.1 Расчет материальных затрат на обеспечение устойчивости трубопровода

Затраты, в зависимости от содержания формируются по следующим элементам:

- материальные затраты;
- затраты оплаты труда;
- отчисления на социальные нужды;
- прочие финансовые расходы.

Протяженность участка трубопровода, подлежащего обеспечению устойчивости 1000 м, диаметр 820 мм. Сметная стоимость складывается из прямых расходов – это затраты на содержание и использование машин, амортизационные отчисления, материальные затраты, расходы на оплату труда и социальные отчисления из ФОТ накладных расходов и плановых накоплений. Помимо перечисленных затрат учитываются затраты на топливо для эксплуатируемой техники:

- Трубоукладчик ТР12.22.01 310000 руб/час , время работы 50 часов , затраты 15500000;

					Оценка устойчивости магистральных газонефтепроводов при их строительстве в многолетнемерзлых грунтах			
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>				
<i>Разраб.</i>		Сонина Е.В.			<i>Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение</i>	<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Руковод.</i>		Цимбалюк А.Ф.					62	87
<i>Консульт.</i>						<b>ТПУ гр. 2Б4А</b>		
<i>Рук-ль ООП</i>		Брусник О.В.						

- Бульдозер «Kamatsu-D355» 2 ед. – расход 75 л/час, время работы 19 часов;
- Одноковшовый экскаватор «HitachiZX450» 2 ед. – расход 33 л/час, время работы 40 часов;
- Автокран «КС-55713-1В» 1 ед. – расход 28 л/час, время работы 30 часов;
- Вахтовая машина «Урал 42112» 2 ед. – расход 31 л/100 км, пробег 250км;
- Передвижная сварочная установка «АДД 4004» 2 ед. – расход 6 л/час, время работы 115 часов;
- Машина грунтоочная «ПТ-НН 1420Г» 1 ед. – расход 10 л/час , время работы 50 часов;
- Изоляционная машина «ИМ821Р» 1 ед. – расход 11/час, время работы 35 часов;
- Передвижная эл. станция «ДЭС-200» 1 ед. – расход 65 л/час, время работы 60 часов;
- Автомобиль УАЗ «Патриот» 2 ед. – расход 20 л/100 км, пробег 200 км.

Стоимость горюче-смазочных материалов приведена в табл. 8.

Таблица 8 – Затраты на горюче-смазочные материалы

Наименование техники	Марка техники	Кол-во, ед.	Расход топлива, л/км		Потребность, л		Цена за единицу, руб.	Стоимость ГСМ, руб.
			АИ-92	Дизтопливо	АИ-92	Дизтопливо		
Бульдозер	Kamatsu-D355	2		25		1196	46,40	55494,4
Одноковшовый экскаватор	HitachiZX450	2		32		2650	46,40	122960
Автокран	КС-55713-1В	1		28		700	46,40	32480
Вахтовая машина	Урал 42112	2		30		125	46,40	5800
Передвижная сварочная установка	АДД 4004	2	19		4100		41,95	171995

Продолжение таблицы 8

Машина грунтовочная	ПТ-НН 1420Г	1		10		350	46,40	16240
Изоляционна я машина	ИМ821Р	1		12		300	46,40	13920
Передвижная эл. станция	ДЭС-200	1		55		2900	46,40	134560
Автомобиль УАЗ	Патриот	2	19		550 0		41,95	230725
Итого:								784174,4

**5.2 Расчет стоимости земляных работ**

Таблица 9 - Определение затрат на производство земляных работ

№ п. п.	Вид работ	Ед.изм.	Стоимость за единицу, руб.	Кол-во	Полная стоимость, руб.
<b>Разработка грунта</b>					
1	Разработка грунта бульдозером с перемещением до 10 м	м <sup>3</sup>	5,1	6200	31620
2	Разработка грунта в отвал экскаватором	м <sup>3</sup>	11,5	5990	68885
3	Разработка грунта с погрузкой на автосамосвалы экскаваторами	м <sup>3</sup>	10,1	23	232
4	Разработка грунта вручную в траншеях	м <sup>3</sup>	12,1	503	6086,3
<b>Обратная засыпка</b>					
5	Засыпка вручную траншей, пазух котлованов и ям	м <sup>3</sup>	6,6	150	990
6	Разработка грунта в отвал экскаваторами	м <sup>3</sup>	11,5	4623	53164,5
7	Засыпка траншей и котлованов с перемещением грунта до 5 м бульдозерами	м <sup>3</sup>	7,9	1821	14385,9
<b>Обволаживание</b>					
8	Разработка грунта с перемещением до 10 м бульдозерами	м <sup>3</sup>	5,1	290	1479

					Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		64



Продолжение таблицы 9

9	Разработка грунта в отвал экскаваторами	м <sup>3</sup>	11,5	11	127
Итого: 176 970					

### 5.3 Расчеты затрат на основные и вспомогательные материалы

Таблица 10 – Определение затрат на материалы

Наименование материала	Ед. измерения	Кол-во, ед.	Цена за ед., руб	Полная стоимость, руб
<b>Основные материалы:</b>				
Опора подвесная двухсвайная для трубопровода с теплоизоляцией 210 мм	шт.	14	5200	72 800
Опора подвесная четырёхсвайная для трубопровода с теплоизоляцией 210 мм	шт.	7	7500	52 500
Термостабилизатор ТСГ 33,7-54/16000-ХЛ1	шт.	50	8000	400 000
Трубы для свай	шт.	50	1800	90 000
Комплект тепловой изоляции	шт.	32	4400	140 800
Праймер «ТЕРМА-СТМП»	т	38	1500	57 000
Лента «ТЕРМА-ЛКА»	т	59	1100	64 900
Утяжелители УБО для труб Ду 820	шт.	326	7000	2 282 000
Скальный лист	м <sup>2</sup>	114	150	17 100
<b>Итого затраты на основные материалы: 3 177 100</b>				
<b>Вспомогательные материалы</b>				
Электроды УОНИ-13/55, d5,0мм	шт.	96	32	3 072
Шлифовальный круг	шт.	34	1500	51 000
Долота	шт.	8	16000	128 000
Песок	т	34	600	20 400
Заглушка	шт.	1	20000	20 000
<b>Итого затраты на вспомогательные материалы: 222 472</b>				
<b>Итого: 3 399 572</b>				

## 5.4 Фонд оплаты труда специалистов

Таблица 11 – Затраты на оплату труда специалистов отдела ИТР за время проведения работ

Наименование категории работника	Количество работников в данной категории, чел.	Трудозатраты, чел./час.	Средняя заработная плата одного работника в час, руб	Средняя заработная плата одного работника в час с учетом районного коэффициента, 70%, руб.	Фонд заработной платы на весь объем работы, руб.
Начальник отдела	1	20	470	799	15 980
Главный инженер	1	53	425	723	38 319
Ведущий инженер	1	62	390	663	41 106
Инженер I категории	1	62	340	578	35 836
Руководитель группы	1	62	290	493	30 566
<b>Итого: 161 807</b>					

Таблица 12 – Затраты на оплату труда рабочих за время проведения работ

№ п.п.	Профессия	Разряд	Кол-во	Часовая тарифная ставка, руб.	Норма времени на проведение мероприятия, час	Зарплата одного работника с учетом районного коэффициента, 70%, руб.
1	2	3	4	5	6	7
1	Машинист-трубоукладчик	VI	7	240	53	21 624
2	Машинист-экскаваторщик	VI	7	230	47	18 377
3	Электросварщик	VI	9	250	58	24 650
4	Слесарь монтажник	V	5	235	50	19 975
5	Изолировщик	VI	5	260	36	15 912
6	Стропальщик	III	5	270	57	26 163
7	Крановщик	VI	3	225	57	21 803
8	Водитель	VI	6	200	24	8 160
9	Линейный трубопроводчик	III	16	240	62	25 296
10	Машинист бульдозера	VI	9	225	36	13 770
<b>Итого: 195 730</b>						

Следовательно, затраты на оплату труда для рабочих и специалистов составят 357 537 руб. Отчисления на социальные нужды составляют 30% от фонда оплаты труда, что в денежном выражении равно 107 261 руб. Прочие расходы, в число которых входят средства индивидуальной защиты, питание и перевозка бригады рабочих, составляют 10% от фонда оплаты труда и следовательно равны 35 754 руб. Общая сметная стоимость технического перевооружения представлена в таблице 6.

Таблица 13 – Сметная стоимость

Наименование затрат	Сумма, руб.
Затраты на земляные работы	176 970
Затраты на материалы	3 399 572
Расходы на горюче-смазочные материалы	784174,4
Фонд оплаты труда	357 537
Отчисления на социальные нужды	107 261
Затраты на прочие расходы	35 754
Итого:	4 861 268

Для иллюстрации работ проекта приведен календарный план-график, характеризующий выполняемые работы.

Таблица 14 – Календарный план-график работ

Вид работ	Исполнители	Т <sub>к</sub> , раб · дн	Продолжительность работ														
			Дек.			Янв.			Февр.			Апр.					
			1	2	3	1	2	3	1	2	3	1	2	3			
Подготовительные	Машинист-экскаваторщик, водитель, машинист бульдозера	37															
Монтажные	Линейный трубопроводчик, изолировщик, крановщик, электросварщик	52															
Заключительные	Изолировщик, машинист-экскаваторщик, водитель, машинист бульдозера	35															

Круговая диаграмма на рис. 18 наглядно отражает все основные затраты на проведение обеспечения устойчивости трубопровода.



Рисунок 18 – Затраты в виде диаграммы

Вывод: На проведение мероприятия по обеспечению устойчивости магистрального нефтепровода потребуется 4 861 268 рублей; наибольший удельный вес (70%) в структуре затрат на проведение ремонтных работ занимают затраты на приобретение материалов.

## ГЛАВА 6. СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ ОРГАНИЗАЦИИ ПРИ СТРОИТЕЛЬСТВЕ МАГИСТРАЛЬНЫХ ГАЗОНЕФТЕПРОВОДОВ В УСЛОВИЯХ КРАЙНЕГО СЕВЕРА

При прокладке и обеспечении устойчивости трубопровода в многолетнемерзлом грунте вредные и опасные факторы сопутствуют на протяжении всего времени выполнения работ. Социальная ответственность обеспечивает безопасную жизнедеятельность человека, которая в основном зависит от правильной оценки производственных факторов. Производственные факторы могут вызвать изменения в организме человека. Факторами служат производственная среда, умственная и физическая нагрузка, нервное напряжение, эмоциональное напряжение, климат и сочетание причин.

### 6.1 Анализ выявленных вредных и опасных факторов при строительстве и обеспечении устойчивости трубопроводов в многолетнемерзлом грунте

Для выявления вредных факторов необходимо использовать ГОСТ 12.0.003-74[17]. Итак, перечень опасных и вредных факторов:

Таблица 15 – Опасные и вредные факторы

Источник фактора, наименование видов работ	Факторы (по ГОСТ 12.0.003-74[17])		Нормативные документы
	Вредные	Опасные	
1. Земляные работы 2. Погрузочно-разгрузочные работы труб 3. Бурение скважин под сваи 4. Установка свай 5. Установка специальных опор	1. Повышенная запыленность и загазованность воздуха рабочей зоны  2. Повышенная или пониженная температура воздуха рабочей зоны	1. Движущиеся машины и механизмы; подвижные части производственного оборудования; передвигающиеся изделия,	1. Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны ГОСТ 12.1.005-88[18] 2. ГОСТ 12.1.003–2014 ССБТ. Шум.

Оценка устойчивости магистральных газонефтепроводов при их строительстве в многолетнемерзлых грунтах				
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>
<i>Разраб.</i>		Сонина Е.В.		
<i>Руковод.</i>		Цимбалюка Ф.		
<i>Консульт.</i>				
<i>Рук-ль ООП</i>		Брусник О.В.		
<b>Социальная ответственность</b>				
			<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>
				69
			<i>Листов</i>	87
<b>ТПУ гр. 2Б4А</b>				

Продолжение таблицы 15

6. Обеспечение тепло-электроизолированности	3. Повышенный уровень шума на рабочем месте  4. Повышенный уровень вибрации	заготовки, материалы  2. Электрический ток	Общие требования безопасности [19] 3. ГОСТ 12.1.012–90 ССБТ. Вибрационная болезнь. Общие требования [20] 4. ГОСТ 12.1.029–80 ССБТ. Средства и методы защиты от шума [21] 5. ГОСТ 12.2.003–91 ССБТ. Оборудование производственное. Общие требования безопасности [22] 6. ГОСТ 12.1.010–76 ССБТ. Взрывобезопасность [23]
---	---	--	---

### 1.1 Климат рабочей зоны

Микроклимат влияет на трудоспособность и общее состояние работника. К показателям, характеризующим микроклимат относят: температуру воздуха, относительную влажность, скорость движения воздуха, тепловое излучение [18]. Существуют оптимальные и допустимые показатели температур, влажности, скорости воздуха. В кабинах управления технологическими процессами оптимальная температура 22-24 °С. Однако, районы многолетнемерзлых грунтов имеют экстремальные условия. Температура воздуха может достигать -50°С. При таких условиях у человека увеличивается теплоотдача и есть вероятность переохлаждения. Локально-правовые акты устанавливают температуры окружающей среды, при которых запрещается проведение работ.

					Социальная ответственность	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		70

Таблица 16 – Работы на открытом воздухе приостанавливаются при погодных условиях (Постановление от 11.02.2011 г. №29а) [24]

Скорость ветра, м/с	Температура воздуха °С
При безветренной погоде	-36
Не более 5,0	-35
5,1-10,0	-34
10,0-15	-32

При температуре 10 °С и ниже, трудящимся на открытом воздухе необходимо предоставлять перерывы для обогрева в специально отведенных помещениях, оборудованных в соответствии с санитарными нормами и правилами. Количество и продолжительность перерывов указываются в трудовом распорядке. Также, для обеспечения безопасности, работникам выдается спецодежда, позволяющая сохранить тепло, спецобувь и другие средства индивидуальной защиты. Порядок выдачи и пользования средствами индивидуальной защиты определяется Правилами обеспечения работников специальной одеждой, специальной обувью и другими СИЗ ГОСТ 29335-92 [27].

## 1.2 Воздух рабочей зоны

Содержание вредных веществ в воздухе рабочей зоны не должно превышать предельно допустимых концентраций (ПДК).

Загазованность воздуха рабочей зоны появляется в результате выхлопа спецтехники, запыленность воздуха может возникнуть из-за работ, связанных с очисткой поверхности трубопровода. Когда воздух загрязнен, кровь хуже насыщается кислородом, что влияет на самочувствие работника. При постоянном загазованном воздухе может возникнуть легочные заболевания. Основанием для проведения мер борьбы с пылью является гигиеническое нормирование, установленное перечнем ПДК фиброгенной пыли в воздухе рабочих помещений приведен в ГОСТ 12.1.005-88 (с изм. №1 от 2000 г.) [18].

ПДК фиброгенной пыли в зависимости от процентного содержания диоксида

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

кремния составляет 1 и 2 мг/м<sup>3</sup>. Для других видов пыли ПДК от 2 до 10 мг/м<sup>3</sup>. Предельно допустимая среднесуточная концентрация пыли в воздухе не должна превышать 0,15 мг/м<sup>3</sup>, а максимально разовая - 0,5 мг/м<sup>3</sup>[18].

Важно использовать СИЗ для защиты органов дыхания, например противогаз или респиратор, также при необходимости можно применить марлевую повязку, смоченную водой.

### 1.3 Шум и вибрация

Шум негативно сказывается на состоянии человека, он действует не только на слух, но и на структуру головного мозга в целом. По ГОСТ 30691-2001[26] допустимый уровень шума в рабочей зоне не должен превышать 65-75 дБ. Существуют различные меры борьбы с шумом, в основном применение звукоизолирующих средств непосредственно в источнике шума, наушники (СИЗ), соблюдения режима труда и отдыха. Самое эффективное средство устранения шума – борьба с источником возникновения.

Таблица 17 – Допустимые уровни шума, дБ, на рабочем месте [26]

Категория по тяжести труда	Уровни шума, дБ, для степени напряженности труда			
	Легкая физическая нагрузка	Средняя физическая нагрузка	1 степень напряженности	2 степень напряженности
Легкая работа	80	80	60	50
Тяжелая работа	65	75	-	-

Влияние вибрации также весомо. Режим труда должен устанавливаться при показателе превышения вибрационной нагрузки не более 12 дБ[20]. Вибрация снижает производительность труда.

Вибрационная безопасность труда должна обеспечиваться системой технических решений, позволяющих уменьшить вибрационную активность, контролем вибрационных характеристик машин, также соблюдением режимов труда и отдыха.



#### 1.4 Недостаточная освещенность рабочей зоны

Рабочее электрическое освещение имеет свои нормы, обеспечивающие освещенность участков работ, рабочих мест, проездов и проходов к ним:

- не менее 10 люкс при выполнении земляных работ;
- не менее 100 люкс на рабочем месте при выполнении монтажных и изоляционных работ;
- не менее 2 люкс на проездах в пределах рабочей площадки;
- не менее 5 люкс в проходах к месту производства работ[27].

Осветительные приборы должны быть без слепящего действия на работающих, освещенность должна быть равномерной. При необходимости и при проведении взрывоопасных работ осветительные приборы должны изготавливаться во взрывозащищенном исполнении.

Для освещения мест производства наружных строительных и монтажных работ применяются лампы накаливания общего назначения, лампы накаливания прожекторные, лампы накаливания галогенные, лампы ртутные газоразрядные высокого давления, лампы ксеноновые, лампы натриевые высокого давления[27].

При выполнении работ в ночное и сумеречное время предусматривается рабочее освещение для всех производственных площадок, и осуществляется общим (равномерным или локализованным) и комбинированным (общее + местное) освещением.

#### 1.5 Контакт с животными, насекомыми, пресмыкающимися

В теплое время года персонал, работающий на открытых площадках должен быть обеспечен предприятием СИЗ от защиты насекомых, также необходима вакцинация против энцефалитного клеща. Применяют такие СИЗ как репелленты, защитные костюмы пропитанные составом от гнуса и энцефалитного клеща.

#### 1.6 Движущиеся машины и механизмы

Прокладка трубопровода и обеспечение его устойчивости сопровождается использованием машин и механизмов. Опасный фактор

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

возникает из-за расположения рабочего персонала вблизи работающих машин и механизмов (экскаваторы, бульдозеры, трубоукладчики и т.д).

Для защиты от механизмов и машин используются коллективные средства защиты, препятствующие нахождению человека в опасной зоне. Одним из коллективных средств защиты является ограждение.

Согласно ГОСТ 12.2.062-81[28] ограждение не должно ограничивать технические возможности, должно соответствовать требованиям технической эстетики, а также оно должно устанавливаться так, чтобы его нельзя было передвинуть из защитного положения.

В качестве профилактических мер и предотвращения систематически должна производиться проверка наличия защитных ограждений и заграждений на движущихся частях машин и механизмов.

#### 1.6 Повреждение электрическим током

Строительство и обеспечение устойчивости магистрального трубопровода относится к особо опасным работам, при проведении которых возможно получить электротравму.

Главными причинами электротравматизма являются:

1. Прикосновение к незащищенным токо-ведущим частям.
2. Появление напряжения в местах, где при рабочих условиях их не должно быть. Обычно такое происходит из-за повреждения изоляции проводов и кабелей.
3. Несогласованные и неправильные действия персонала.

Для защиты персонала от воздействия тока, электроустановки должны быть снабжены средствами защиты и средствами первой помощи согласно «Правилам применения и испытания средств защиты, используемых в электроустановках».

					Социальная ответственность	Лист
						74
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

## 6.2 Экологическая безопасность

При обеспечении устойчивости трубопроводов нарушается поверхностный слой почвы, водные и лесные ресурсы. Природоохранные мероприятия приведены в таблице 18.

Таблица 18 – Вредные воздействия на окружающую среду и природоохранные мероприятия при проведении работ на МГ в условиях Крайнего Севера

Природные Ресурсы и компоненты ОС	Вредные воздействия	Природоохранные мероприятия
Земля и земельные ресурсы	Уничтожение и повреждение почвенного слоя, сельхозугодий и других земель	Рациональное планирование мест и сроков проведения работ. Соблюдение нормативов отвода земель. Рекультивация земель
	Загрязнение почвы метанолом, химреагентами и др.	Сооружение поддонов, Отсыпка площадок для стоянки техники. Вывоз, уничтожение и захоронение остатков нефтепродуктов, химреагентов, мусора, загрязненной земли и т.д.
	Засорение почвы производственными отходами	Вывоз и захоронение производственных отходов
	Создание выемок и неровностей, усиление эрозионной опасности. Уничтожение растительности.	Засыпка выемок, горных выработок
Лесные ресурсы	Уничтожение, повреждение и загрязнение почвенного покрова	Мероприятия по охране почв
	Лесные пожары	Уборка и уничтожение порубочных остатков и другие меры ухода за лесосекой
	Оставление недорубов, захламление лесосек	Оборудование пожароопасных объектов, создание минерализованных полос, использование вырубленной древесины

Продолжение таблицы 18

Вода и водные ресурсы	Загрязнение сточными водами и мусором (буровым раствором, метанолом, минеральными водами и рассолами и др.)	Отвод, складирование и обезвреживание сточных вод, уничтожение мусора; сооружение водоотводов, накопителей, отстойников, уничтожение мусора
-----------------------	---	---

Благодаря развитию, на сегодняшний момент существует множество технологий, позволяющих проводить большинство видов работ с минимальной вероятностью загрязнения окружающей среды и нарушения экологии.

После окончания работ прокладки трубопровода и обеспечения устойчивости, исполнитель организации и производитель приказывают сформировать комиссию для оценки и осмотра земель.

Рекультивацию земель проводят поэтапно: технический этап, а затем, биологический, если это необходимо.

Технический этап заключается в создании необходимых и благоприятных условий для дальнейшего использования восстанавливаемых земель по их назначению. Технический этап включает в себя планирование, формирование откосов, снятие и нанесение плодородных слоев почвы, а также обустройство гидротехнических и мелиоративных сооружений. Если технического этапа недостаточно, то используется биологический, позволяющий восстанавливать плодородие почв.

Биологический этап благоприятствует закреплению верхнего слоя почвы за счет корневой системы растений, а также в создании густого травостоя, что предупреждает развитие ветровой и водной эрозии на нарушенном почвенно-растительном покрове.

Проведение и этапы рекультивации зависит от степени нарушения покрова почв. Существует 5 степеней нарушения:

1-ая степень – растительно-почвенный покров уничтожен на 100%;

2-ая степень – растительность уничтожена на 100%, при этом земельный слой уцелел на 50% площади;

					Социальная ответственность	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		76

3-ая степень – растительный покров уничтожен на 50–80% площади, почвенный слой сохранен 100%;

4-ая степень – растительный покров уничтожен на 20–50% площади, почвенный слой сохранен 100%;

5-ая степень – растительность уничтожена менее 20% от всей площади, почвенный слой сохранен 100%.

Для обеспечения экологической безопасности устанавливается единая расчетная и окончательно установленная санитарно-защитная зона с учетом суммарных выбросов в атмосферный воздух и физического воздействия источников промышленных объектов и производств, входящих в единую зону.

Для магистральных трубопроводов углеводородного сырья, компрессорных установок, создаются санитарные разрывы (санитарные полосы отчуждения). Магистральный трубопровод относится к II классу, что устанавливает санитарно-защитную зону 500 м [30].

С целью минимизации и предупреждения вредного антропогенного воздействия должно быть выполнено следующее: проведены инструктажи обслуживающего персонала по вопросам соблюдения норм и правил экологической и противопожарной безопасности, требований санитарно-эпидемиологической службы.

### **6.3 Безопасность в чрезвычайных ситуациях**

Важно при строительстве и обеспечении устойчивости трубопровода предупредить все возможные чрезвычайные ситуации. Для этого проводятся подготовительные работы, которые заключаются в ознакомлении с имеющейся технической документацией на данный участок трубопровода и сбор всех имеющихся справочных данных по климатическим, инженерно-геологическим и гидрологическим условиям прохождения трассы.

Законодательным актом в области организации и обеспечения защиты

					Социальная ответственность	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		77

населения и территорий от ЧС природного и техногенного характера является Федеральный закон № 68-ФЗ, который определяет общие для РФ организационно-правовые нормы в области защиты граждан РФ, территорий, объектов производственного и социального назначения и окружающей природной среды от ЧС природного и техногенного характера.

Предупреждение ЧС на объектах трубопровода представляет собой ряд мероприятий по уменьшению риска ЧС техногенного характера, соблюдение которых происходит при[31]:

- определении опасности ЧС техногенного характера для работников и объектов;
- организации работы по определению показателей степени риска на объектах;
- классификации опасных объектов в зависимости от опасности возникновения на них ЧС;
- проектировании, строительстве, реконструкции, капитальном ремонте, эксплуатации и выводе из эксплуатации, консервации объектов, опасных для населения и территорий;
- управлении мероприятиями по предупреждению ЧС и защите населения и территорий от их опасных воздействий;
- подготовке объектов к действиям по ЛЧС;
- оценке готовности опасных объектов к предупреждению ЧС.

ОСТ (филиалы ОСТ) в области защиты от ЧС обязаны[31]:

- планировать и осуществлять необходимые меры в области защиты работников от ЧС;
- планировать и проводить мероприятия по повышению устойчивости функционирования организации и обеспечению жизнедеятельности работников в ЧС;

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

- обеспечивать создание, подготовку и поддержание в готовности к применению сил и средств по предупреждению и ЛЧС, обучение работников организации способам защиты и действиям в ЧС;
- создавать и поддерживать в постоянной готовности объектовые системы оповещения о ЧС;
- обеспечивать организацию и проведение АСДНР на объектах и прилегающих к ним территориях в соответствии с планами действий по предупреждению и ЛЧС;
- финансировать мероприятия по защите работников организации от ЧС;
- создавать резервы финансовых и материальных ресурсов для ЛЧС;
- представлять в установленном порядке информацию в области защиты работников и объектов от ЧС, а также оповещать работников организации об угрозе возникновения или возникновении ЧС.

В соответствии с требованиями Федерального закона № 68-ФЗ (статья 28) виновные в невыполнении или недобросовестном выполнении законодательства РФ в области защиты населения и территорий от ЧС, создании условий и предпосылок к возникновению ЧС, непринятии мер по защите жизни и сохранению здоровья людей и других противоправных действиях должностные лица и граждане РФ несут дисциплинарную, административную, гражданско-правовую и уголовную ответственность, а организации – административную и гражданско-правовую ответственность в соответствии с законодательством РФ и законодательством субъектов РФ, в том числе Кодексом РФ об административных правонарушениях [31].

Главной задачей предупреждения и ликвидации ЧС как природного, так и техногенного характера является предупреждение ЧС, предупреждение развития ЧС, снижение размеров ущерба и потерь от ЧС, ЛЧС.

Предупреждение и возникновение ЧС являются следующие действия [31]:

					Социальная ответственность	Лист
						79
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

- планирование мероприятий по ликвидации последствий ЧС, составление календарного плана оперативных мероприятий при угрозе и возникновении ЧС в плане действий по предупреждению и ЛЧС;
- разработка распорядительных, организационных и планирующих документов в области предупреждения ЧС природного и техногенного характера;
- обеспечение готовности к действиям органов управления, сил и средств для предупреждения и ЛЧС;
- сбор, обработка, обмен и выдача информации в области защиты персонала и территорий от ЧС;
- подготовка работников в области защиты от ЧС;
- организация своевременного оповещения работников и информирование населения о ЧС при угрозе распространения зоны ЧС на территорию населенного пункта;
- взаимодействие с территориальными органами МЧС России в области защиты от чрезвычайных ситуаций природного и техногенного характера;
- создание резервов финансовых и материальных ресурсов для ЛЧС;
- ЛЧС.

Также по предупреждению ЧС постоянно действующие органы предприятия выполняют следующие задачи:

- а) методическое руководство деятельностью звена (подуровня) ;
- б) обеспечение постоянной готовности органов повседневного управления, постоянно-действующих органов управления, сил и средств, систем связи и оповещения к ликвидации (локализации) ЧС природного и техногенного характера.

Основные функции постоянно действующих органов управления:

- а) разработка локальных нормативных документов и обеспечение реализации и соблюдения требований действующего законодательства в области защиты

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



персонала и территорий от ЧС;

б) организация работы по прогнозированию возможных ЧС и оценка социально-экономических последствий ЧС;

в) обеспечение готовности к действиям органов управления, сил и средств, предназначенных для предупреждения и ЛЧС;

г) сбор, обработка, обмен и выдача информации в области защиты населения и территорий от ЧС;

д) организация подготовки работников к действиям при ЧС;

е) осуществление контроля за созданием резервов финансовых и материальных ресурсов для ЛЧС.

#### Взрывопожароопасность

Взрывопожароопасность является одним из опаснейших факторов, представляющих угрозу для жизни и здоровья персонала, на рассматриваемых площадках проведения работ. Фактор имеет место быть в результате превышения концентрации газа в рабочей зоне. Опасными факторами пожара является повышенная температура оборудования и окружающей среды, токсичные продукты горения и термического разложения, пониженная концентрация кислорода в воздухе рабочей зоны.

Эти факторы вызывают отравление, травмирование, затруднение дыхания.

Взрывобезопасность производственных процессов должна быть обеспечена взрывопреупреждением и взрывозащитой, организационно-техническими мероприятиями. Для предотвращения взрывов необходимо контролировать состав воздушной среды и параметры.

Любой специалист или рабочий из персонала при обнаружении несоответствий с требованиями действующей типовой инструкции, а также при несоблюдении мер безопасности, указанных в наряде-допуске, что может привести к возникновению опасной ситуации, имеет право и обязан немедленно прекратить выполнение огневых работ согласно СНиП 21-01-97 [29].

					Социальная ответственность	Лист
						81
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

## 6.4 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности

Каждый работник должен иметь социальную защищенность. Так, в ПАО «Газпром» работнику раз в год производится компенсация стоимости санаторно-курортных, туристических и других путевок, на всех членов семьи. Организация производит доплату рабочему персоналу сверх размера пособия по временной нетрудоспособности исчисленного в соответствии с Федеральным законом «Об обязательном социальном страховании на случай временной нетрудоспособности и в связи с материнством», до размера 85 процентов среднего заработка, и с учетом страхового стажа работника[32].

Существует выплата единовременного пособия работникам, трудящимся в условиях Крайнего Севера, а также другим работникам, имеющим право на досрочное назначение пенсии по старости. Выплата производится при их увольнении в любое время после достижения возраста, дающего право на досрочное назначение пенсии по старости, но не позднее шести месяцев после достижения возраста, дающего право на назначение пенсии по старости на общих основаниях (женщины – 55 лет, мужчины – 60 лет)[32].

Также если работник получил профессиональное заболевание или пострадал из-за несчастного случая на производстве, выплачивается единовременная компенсационная выплата в размерах:

Таблица 19 – Группа инвалидности и выплата компенсации

I группа	- 10 годовых заработков
II группа	- 5 годовых заработков
III группа	- 1 годовой заработок

Компания обязана направлять на лечение согласно медицинским показаниям работающих инвалидов, получивших трудовое увечье во время работы. В случае невозможности направления на лечение выплачивать один раз в год материальную помощь в размере четырех минимальных тарифных ставок[32].

Социальная защищенность работника важна, так как обеспечивает персоналу безопасность.

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

## ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В выпускной квалификационной работе были определены основные мероприятия по обеспечению устойчивости магистрального трубопровода, были разработаны основные этапы строительных работ, в условиях многолетнемерзлых грунтах.

В выпускной квалификационной работе были проведены технологические расчёты, в результате чего была определена минимальная толщина стенки трубопровода равная 14 мм, при рабочем давлении 7МПа, при которой допустимые напряжения и пластические деформации не выходят за пределы допустимых. Была определена устойчивость свайных опор при надземном виде прокладки трубопровода. Была определена общая стоимость производства работ. Проведённые исследования позволяют сделать вывод о том, что сооружение трубопроводов на многолетнемерзлых грунтах считается сооружением в осложнённых условиях. Таким образом, изучены опасные явления на многолетнемерзлых грунтах.

					Оценка устойчивости магистральных газонефтепроводов при их строительстве в многолетнемерзлых грунтах			
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>				
<i>Разраб.</i>		<i>Сонина Е.В.</i>			<b>Заключение</b>	<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Руковод.</i>		<i>Цимбалюк А.Ф.</i>					84	87
<i>Консульт.</i>						<b>ТПУ гр. 2Б4А</b>		
<i>Рук-ль ООП</i>		<i>Брусник О.В.</i>						

## Список литературы

1. ГОСТ 25100-2011. Грунты. Классификация.
2. СП 11-105-97. Инженерно-геологические изыскания для строительства. Часть IV. Правила производства работ в районах распространения многолетнемерзлых грунтов.
3. ГОСТ 27.002-89 «Надежность в технике. Основные термины и понятия».
4. СП 36.13330.2012 Магистральные трубопроводы. Актуализированная редакция СНиП 2.05.06-85\* (с Изменением N 1).
5. СП 45.13330.2017. Земляные сооружения, основания и фундаменты. Актуализированная редакция СНиП 3.02.01-87.
6. Бородавкин, П. П. Механика грунтов в трубопроводном строительстве : учебник для вузов / П. П. Бородавкин. – 2-е изд., перераб. и доп. – М. : Недра, 1986. –224 с.
7. Опора подвижная трубопровода и ее опорный узел: патент Рос. Федерация № 2572743; заявл. 20.03.2014; опубл. 20.01.2016, Бюл. № - 2 с.
8. Баясан Р.М., Голубин С.И., Технология и технические средства термостабилизации мерзлых грунтов оснований магистральных и промысловых трубопроводов в криолитозоне. Всероссийский научно-аналитический журнал «Инженерные изыскания». М.: ПНИИИС, №8, 2012.
9. Баясан Р.М., Голубин С.И., Лобанов А.Д., Баясан Т.В. Парожидкостные термостабилизаторы различных типов и назначения, их конструктивные и теплотехнические особенности. Журнал «Трубопроводный транспорт: теория и практика». М.:ВНИИСТ, №4 (32), 2012г.
10. СТО Газпром 2-2.1-390-2009 «Руководство по проектированию и применению сезонно-охлаждающих устройств для термостабилизации грунтов оснований фундаментов».

					Оценка устойчивости магистральных газонефтепроводов при их строительстве в многолетнемерзлых грунтах			
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>				
<i>Разраб.</i>		<i>Сонина Е.В.</i>			Список литературы	<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Руковод.</i>		<i>Цимбалюк А.Ф.</i>				85	87	
<i>Консульт.</i>								
<i>Рук-ль ООП</i>		<i>Брусник О.В.</i>						
						<b>ТПУ гр. 2Б4А</b>		

11. ОСТ 36-104-83. Детали крепления стальныххладопроводов.
12. СНиП 41-02-2003. Тепловые сети.
13. Технические решения ОАО «Гипротюменнефтегаз» при проектировании объектов нефтегазового комплекса на многолетнемерзлых грунтах. Журнал ОАО «Гипротюменнефтегаз», Группа ГМС / И.А. Щербинин, И.З. Фахретдинов, С.С. Иванов, к.т.н., И.А. Жолобов, 2012 г.
14. Тихонов А.Н., Самарский А.А. Уравнения математической физики – М.: Наука, 1972. – 736 с.
15. Павлов А.В. Теплофизика ландшафтов – Новосибирск: Наука, 1979. – 284 с.
16. Niu Fujin, Shen Yongping, Guide of field excursion after Asian conference on permafrost (Aug. 10-16, 2006), Lanzhou, China, 2006, 28 p.
17. ГОСТ 12.0.003-74. ССБТ. Опасные и вредные производственные факторы. Классификация.
18. ГОСТ 12.1.005-88. Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны.
19. ГОСТ 12.1.003–2014 ССБТ. Шум. Общие требования безопасности.
20. ГОСТ 12.1.012–90 ССБТ. Вибрационная болезнь. Общие требования.
21. ГОСТ 12.1.029-80 ССБТ. Средства и методы защиты от шума. Классификация.
22. ГОСТ 12.2.003–91 ССБТ. Оборудование производственное. Общие требования безопасности.
23. ГОСТ 12.1.010–76 ССБТ. Взрывобезопасность. Общие требования.
24. ПОСТАНОВЛЕНИЕ от 11 февраля 2011 г. № 29а.
25. ГОСТ 29335-92. Костюмы мужские для защиты от пониженных температур.
26. ГОСТ 30691-2001 (ИСО 4871-96) Шум машин.
27. СП 52.13330.2011 Естественное и искусственное освещение. Актуализированная редакция СНиП 23-05-95\*.

					Список литературы	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		86

28. ГОСТ 12.2.062-81 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Оборудование производственное. Ограждения защитные (с Изменением N 1).
29. Строительные нормы и правила СНиП 21-01-97\* "Пожарная безопасность зданий и сооружений" (приняты постановлением Минстроя РФ от 13 февраля 1997 г. N 18-7) (в редакции от 3 июня 1999 г., 19 июля 2002 г.) .
30. СанПиН 2.2.1/2.1.1.1200-03 "Санитарно-защитные зоны и санитарная классификация предприятий, сооружений и иных объектов".
31. РД-13.200.00-КТН-199-14.«Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов. Система организации работ по предупреждению и ликвидации чрезвычайных ситуаций на объектах ОАО «АК «Транснефть».
32. Коллективный договор ООО «Газпром добыча Уренгой» на 2016-2018 годы.
33. Земенков Ю.Д. Эксплуатация оборудования и объектов нефтегазовой промышленности: учебное пособие. – М.: Инфра-Инженерия, 2017. – 608 с.
34. СП 22.13330.2011. Свод Правил. Основания зданий и сооружений.
35. СП 25.13330.2012 Основания и фундаменты на вечномерзлых грунтах. Актуализированная редакция СНиП 2.02.04-88 (с Изменением N 1).

					Список литературы	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		87