

МИНИСТЕРСТВО ОБРАЗОВАНИЯ И НАУКИ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ
ФЕДЕРАЛЬНОЕ ГОСУДАРСТВЕННОЕ АВТОНОМНОЕ ОБРАЗОВАТЕЛЬНОЕ УЧРЕЖДЕНИЕ
ВЫСШЕГО ОБРАЗОВАНИЯ
«НАЦИОНАЛЬНЫЙ ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ
ТОМСКИЙ ПОЛИТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ»

Институт природных ресурсов

Направление подготовки (специальность) 21.03.01 «Нефтегазовое дело»

Профиль «Эксплуатация и обслуживание объектов транспорта и хранения нефти, газа и продуктов переработки»

Кафедра Транспорта и хранения нефти и газа

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

Тема работы
«Особенности прокладки трубопроводов в условиях вечной мерзлоты»

УДК 621.644.053:551.345

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БЗБ	Дауылбаев А.Б.		

Руководитель

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
ассистент	Радюк К.Н.			

КОНСУЛЬТАНТЫ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
доцент кафедры ЭПР	Романюк В. Б.	к.э.н, доцент		

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Инженер	Грязнова Е. Н.	К.Т.Н.		

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

И.О. Зав. кафедрой	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
ТХНГ	Бурков П.В.	Д.Т.Н, профессор		

ТРЕБОВАНИЯ К РЕЗУЛЬТАТАМ ОСВОЕНИЯ ПРОГРАММЫ БАКАЛАВРИАТА

21.03.01 Нефтегазовое дело

Планируемые результаты обучения

Код результата	Результат обучения (выпускник должен быть готов)	Требования ФГОС, критериев и/или заинтересованных сторон
В соответствии с общекультурными, общепрофессиональными и профессиональными компетенциями		
P1	Приобретение профессиональной эрудиции и широкого кругозора в области гуманитарных и естественных наук и использование их в профессиональной деятельности	Требования ФГОС ВО (ОК-1, ОК-2, ОК-3, ОК-4, ОК-5, ОК-7, ОК-8) (ЕАС-4.2а) (АВЕТ-3А)
P2	Уметь анализировать экологические последствия профессиональной деятельности в совокупности с правовыми, социальными и культурными аспектами и обеспечивать соблюдение безопасных условий труда	Требования ФГОС ВО (ОК-3, ОК-4, ОК-7, ОК-9) ПК-4, ПК-5, ПК-13, ПК-15.
P3	Уметь самостоятельно учиться и непрерывно повышать квалификацию в течение всего периода профессиональной деятельности	Требования ФГОС ВО (ОК-1, ОК-2, ОК-3, ОК-4, ОК-7, ОК-8, ОК-9) (АВЕТ-3i), ПК1, ПК-23, ОПК-6, ПК-23
P4	Грамотно решать профессиональные инженерные задачи с использованием современных образовательных и информационных технологий	Требования ФГОС ВО (ОПК-1, ОПК-2, ОПК-3, ОПК-4, ОПК-5, ОПК-6) (ЕАС-4.2d), (АВЕТ3е)
в области производственно-технологической деятельности		
P5	Управлять технологическими процессами, эксплуатировать и обслуживать оборудование нефтегазовых объектов	Требования ФГОС ВО (ПК-1, ПК-2, ПК-3, ПК-4, ПК-7, ПК-8, ПК-9, ПК-10, ПК-11, ПК-13, ПК-14, ПК-15)
P6	внедрять в практическую деятельность инновационные подходы для достижения конкретных результатов	Требования ФГОС ВО (ПК-1, ПК-5, ПК-6, ПК-10, ПК-12)
в области организационно-управленческой деятельности		
P7	Эффективно работать индивидуально и в коллективе по междисциплинарной тематике, организовывать работу первичных производственных подразделений, обеспечивать корпоративные интересы и соблюдать корпоративную этику	Требования ФГОС ВО (ОК-5, ОК-6, ПК-16, ПК-18) (ЕАС-4.2-h), (АВЕТ-3d)
P8	Осуществлять маркетинговые исследования и участвовать в создании проектов, повышающих эффективность использования ресурсов	Требования ФГОС ВО (ПК-5, ПК-14, ПК17, ПК-19, ПК-22)
в области экспериментально-исследовательской деятельности		
P9	Определять, систематизировать и получать необходимые данные для экспериментально-исследовательской деятельности в нефтегазовой отрасли	Требования ФГОС ВО (ПК-21, ПК-23, ПК-24, ПК-25, ПК-26)
P10	Планировать, проводить, анализировать, обрабатывать экспериментальные исследования с интерпретацией полученных результатов с использованием современных методов моделирования и компьютерных технологий	Требования ФГОС ВО (ПК-22, ПК-23, ПК-24, ПК-25, ПК-26,) (АВЕТ-3b)
в области проектной деятельности		
P11	Способность применять знания, современные методы и программные средства проектирования для составления проектной и рабочей и технологической документации объектов бурения нефтяных и газовых скважин, добычи, сбора, подготовки, транспорта и хранения углеводородов	Требования ФГОС ВО (ПК-27, ПК-28, ПК-29, ПК-30) (АВЕТ-3с), (ЕАС-4.2-е)

МИНИСТЕРСТВО ОБРАЗОВАНИЯ И НАУКИ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ
ФЕДЕРАЛЬНОЕ ГОСУДАРСТВЕННОЕ АВТОНОМНОЕ ОБРАЗОВАТЕЛЬНОЕ
УЧРЕЖДЕНИЕ ВЫСШЕГО ОБРАЗОВАНИЯ
«НАЦИОНАЛЬНЫЙ ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ
ТОМСКИЙ ПОЛИТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ»

Институт природных ресурсов

Направление подготовки (специальность) 21.03.01 «Нефтегазовое дело»

Профиль «Эксплуатация и обслуживание объектов транспорта и хранения нефти, газа и продуктов переработки»

Кафедра Транспорта и хранения нефти и газа

УТВЕРЖДАЮ:
И.О. Зав. кафедрой

_____ Бурков П.В.
 (Подпись) (Дата) (Ф.И.О.)

ЗАДАНИЕ
на выполнение выпускной квалификационной работы

В форме:

бакалаврской работы

Студенту:

Группа	ФИО
2БЗБ	Дауылбаеву Алибеку Бекзатовичу

Тема работы:

«Особенности прокладки трубопроводов в условиях вечной мерзлоты»»
Утверждена приказом директора (дата, номер) № 2819/с от 19.04.2017

Срок сдачи студентом выполненной работы:	20.06.2017г.
--	--------------

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:

Исходные данные к работе <i>(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.).</i>	Объектом исследования является магистральные нефтепроводы, проложенные надземным способом на участках залегания многолетнемерзлых грунтов. Провести расчет толщины стенки трубы, проверка прочности и устойчивости надземного нефтепровода, расчет нагрузок и воздействий, возникающих в трубопроводе, расчет устойчивости свайных опор по заданным исходным данным.
Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов <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</i>	Аналитический обзор комплекса мероприятий по технологии сооружения нефтепровода в условиях вечной мерзлоты, экономический расчет затрат на прокладку нефтепровода в условиях вечной мерзлоты, социальность ответственность

дополнительных разделов, подлежащих разработке; заключение по работе).	
Перечень графического материала (с точным указанием обязательных чертежей)	Нет
Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы (с указанием разделов)	
Раздел	Консультант
«Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»	Романюк В.Б.
«Социальная ответственность»	Грязнова Е.Н.
Названия разделов, которые должны быть написаны на русском и иностранном языках:	

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

Задание выдал руководитель:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
ассистент	Радюк К.Н.			

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БЗБ	Дауылбаев Алибек Бекзатович		

ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»

Студенту:

Группа	ФИО
2БЗБ	Дауылбаеву Алибеку Бекзатовичу

Институт	Природных ресурсов	Кафедра	Транспорта и хранения нефти и газа
Уровень образования	Бакалавриат	Направление/специальность	Эксплуатация и обслуживание объектов транспорта и хранения нефти, газа и продуктов переработки

Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:	
1. Характеристика наземного проложенного у условиях залегания многолетнемерзлых грунтов трубопровода и область его применения.	Наземный трубопровод предназначен для транспортировки продуктов до потребителя
Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:	
1. Производственная безопасность:	1. Производственная безопасность 1.1 Анализ выявленных вредных факторов при разработке и эксплуатации проектируемого решения в следующей последовательности: -Отклонение показателей климата на открытом воздухе; -Превышение уровней шума и вибрации; -Утечка токсичных и вредных веществ в рабочую зону; -Тяжесть и напряженность физического труда. 1.2 Анализ выявленных опасных факторов при разработке и эксплуатации проектируемого решения в следующей последовательности: -Электрический ток; -Пожаро- и взрывоопасность -Электрическая дуга и металлические искры при сварке -Движущиеся машины и механизмы производственного оборудования (в т.ч. грузоподъемные)
2. Экологическая безопасность:	2. Экологическая безопасность – анализ воздействия объекта на атмосферу (выбросы); – анализ воздействия объекта на гидросферу (сбросы); – анализ воздействия объекта на литосферу (отходы);
3. Безопасность в чрезвычайных ситуациях:	3. Безопасность в чрезвычайных ситуациях – перечень возможных ЧС при разработке и эксплуатации проектируемого решения; – выбор наиболее типичной ЧС; – разработка превентивных мер по предупреждению ЧС; – разработка действий в результате возникшей ЧС и мер по ликвидации её последствий
4. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности:	4. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности: – специальные (характерные для проектируемой рабочей зоны) правовые нормы трудового законодательства; – организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны

Дата выдачи раздела по линейному графику	
---	--

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Инженер	Грязнова Е.Н.	к.т.н.		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б3Б	Дауылбаев Алибек Бекзатович		

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

Студенту:

Группа	ФИО
2БЗБ	Дауылбаеву Алибеку Бекзатовичу

Институт	Природных ресурсов	Кафедра	ТХНГ
Уровень образования	бакалавр	Направление/специальность	21.03.01 Нефтегазовое дело

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

1. Стоимость ресурсов научного исследования (НИ): материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих	В данном разделе ВКР необходимо представить: график выполнения работ, в соответствии с ВКР; трудоёмкость выполнения операций; нормативно-правовую базу, используемую для расчётов; результаты расчётов затрат на выполняемые работы; оценить эффективность нововведений и др. Раздел ВКР должен включать: методику расчёта показателей; исходные данные для расчёта и их источники; результаты расчётов и их анализ.
2. Нормы и нормативы расходования ресурсов	Нормы расхода материалов, тарифные ставки заработной платы рабочих, нормы амортизационных отчислений, нормы времени на выполнение операций в ходе выполнения операций согласно справочников Единых норм времени (ЕНВ) и др.
3. Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования	Ставка налога на прибыль 20 %; Страховые взносы 30%; Налог на добавленную стоимость 18%

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

1. Оценка коммерческого потенциала, перспективности и альтернатив проведения НИ с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения	Расчет затрат и финансового результата реализации проекта
2. Планирование и формирование бюджета научных исследований	График выполнения работ
3. Определение ресурсной (ресурсосберегающей), финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности исследования	Расчет экономической эффективности внедрения новой техники или технологии

Перечень графического материала (с точным указанием обязательных чертежей):

1. Организационная структура управления
2. Линейный календарный график выполнения работ
3. Графики динамики и сравнения показателей

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

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
доцент	Романюк В.Б.	к.э.н, доцент		07.03.2017г

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БЗБ	Дауылбаев Алибек Бекзатович		07.03.2017г

Реферат

Выпускная квалификационная работа состоит из 79 стр., 16 рис., 13 табл., 44 ист.

Ключевые слова: трубопровод, многолетнемерзлый грунт, магистральный нефтепровод, вечная мерзлота.

Объект исследования – магистральные нефтепроводы, проложенные надземным способом на участках многолетнемерзлых грунтов.

Цель работы – исследование комплекса мероприятий по технологии сооружения нефтепровода в условиях Крайнего Севера.

В процессе исследования проводились расчеты определения стенки толщины трубопровода, расчеты проверки на прочность трубопровода, расчеты проверки на пластические деформации. Рассмотрены вопрос строительства магистральных трубопроводов в условиях вечной мерзлоты для которых предложены наиболее предпочтительные варианты прокладки трубопроводов в зимний и летний период, использование специализированной техники, предназначенной для работы в условиях вечной мерзлоты, мероприятия по установке свай. В соответствии со спецификой работ разработаны мероприятия по поддержанию производственной санитарии и защите рабочих от опасных производственных факторов, мероприятия по снижению негативного воздействия на окружающую среду.

ОПРЕДЕЛЕНИЯ и СОКРАЩЕНИЯ.

Определения

В данной работе применены следующие термины с соответствующими определениями:

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

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

Сезоннооттаивающий слой: Поверхностный слой грунта, оттаивающий летом.

Термокарст: Образование просадочных и провальных форм рельефа и подземных пустот вследствие вытаивания подземного льда или оттаивания мерзлого грунта.

Сокращения

ММГ: многолетнемерзлый грунт.

ППУ: пенополиуретан.

СОУ: сезонно-действующие охлаждающие устройства

ТСГ: термостабилизатор грунта

Оглавление

Введение	11
1 Основные особенности и характер местности	12
1.1 Многолетнемерзлые грунты	12
1.2 Область распространения многолетнемерзлых грунтов	13
1.3 Строение толщи и характеристика мерзлого грунта	16
1.4 Физические свойства	17
2.1 Земляные работы	23
2.1.1 Бурение скважин и установка свай	26
2.2 Установка специальных опор	27
2.3 Теплоизоляция нефтепровода	31
2.4 Термостабилизация многолетнемерзлых грунтов	35
3 Расчеты и аналитика	44
3.1 Расчет толщины стенки, проверка прочности и устойчивости надземного нефтепровода	44
3.2 Расчет нагрузок и воздействий, возникающих в трубопроводе	47
3.3 Расчет устойчивости свайных опор надземного трубопровода	49
4 ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ	52
4.1 Анализ перспективности исследования	52
4.1.1 SWOT-анализ	52
4.1.2 Оценка готовности проекта к коммерциализации	54
4.2 Планирование научно-исследовательских работ	56
4.3 Оценка экономической эффективности реализации результатов исследования ..	58
4.3.1 Расчет сметной стоимости строительства участка нефтепровода	58
5 Социальная ответственность	63
5.1 Производственная безопасность	63
5.1.1 Анализ вредных производственных факторов	64
5.1.2 Анализ опасных производственных факторов	67
5.2 Экологическая безопасность	69
5.2.1 Защита атмосферы	69
5.2.2 Защита гидросферы	69
5.2.3 Защита литосферы	71
5.3 Безопасность в чрезвычайных ситуациях	72
5.3.1 Очистка и рекультивация земель после аварийного разлива нефти	72
Заключение	74
СПИСОК ИСПОЛЬЗУЕМЫХ ИСТОЧНИКОВ	75

Введение

Нефть является одним из важнейших видов сырья для многих отраслей народного хозяйства. Из нефти получают нефтепродукты, необходимые для передвижения самолетов, автомобилей, теплоходов. Она служит исходным материалом для получения многочисленных химических продуктов, синтетических материалов. Вся переработка нефти происходит на нефтеперерабатывающих заводах и нефтехимических комбинатах, куда поступает добываемая нефть и откуда продукты переработки нефти поставляются в народное хозяйство. Для транспортирования нефти от мест добычи до пунктов переработки строятся магистральные нефтепроводы. Трубопроводный транспорт является наиболее дешевым из всех других возможных видов транспорта: по железной дороге, танкерами, автомобилями.

Магистральные нефтепроводы обеспечивают энергетическую безопасность страны. Обеспечивая нефтеперерабатывающие заводы, трубопроводный транспорт позволяет производить нефтепродукты для автомобильного, водного, воздушного транспорта, производить электроэнергию, поставлять сырье для нефтехимической промышленности.

Объект исследования – магистральные трубопроводы проложенные на участках где располагаются многолетнемерзлые грунты.

Целью работы является исследование особенности мероприятий по технологии прокладки нефтепровода в условиях Крайнего Севера.

1 Основные особенности и характер местности

1.1 Многолетнемерзлые грунты.

Большая часть территории Российской Федерации, находящейся вблизи северных морей, находится в условиях мерзлоты. Грунт в этих регионах назван многолетнемерзлым, так как он имеет нулевую температуру или ниже нулевой отметки градуса Цельсия. Многолетнемерзлый грунт (МЛГ) имеет в своем составе лед и находится в замерзшем состоянии несколько лет, но при определенных обстоятельствах либо сложившемся температурном режиме окружающей среды, грунт оттаивает, а затем при изменении условий, приведших к оттаиванию, вновь замерзает.

Многолетнемерзлые грунты содержат в себе льдо-цементные связи при сохранении отрицательной температуры грунта, в связи с этим являются достаточно прочными образованиями. Но при оттаивании так называемого порогового льда при застройке объекта льдо-цементные связи разрушаются, грунт насыщается талой водой, тем самым затрудняет процесс выполнения строительства нефтепровода. Это результат тепловой просадки мерзлых грунтов.

Глубина многолетнемерзлых грунтов может достигать от 0.5 до 3 метров в зависимости от температуры окружающей среды. Ближе к экватору промерзает малый поверхностный слой в зимний период, поэтому присутствует понятие как сезонная мерзлота. Ближе к северу за долгую зиму земля замерзает до отметки 2.5 метра, в связи с этим за лето успевает оттаять на 0.5-2 метра в глубину. Слой который оттаивает называют деятельным. Ниже него в грунте сохраняется отрицательная температура. Как раз таки эти места и называются районами многолетней мерзлоты.

1.2 Область распространения многолетнемерзлых грунтов

Распространение многолетнемерзлого грунта на территории Российской Федерации составляет 60 процентов суши, и 20 процентов во всем мире.

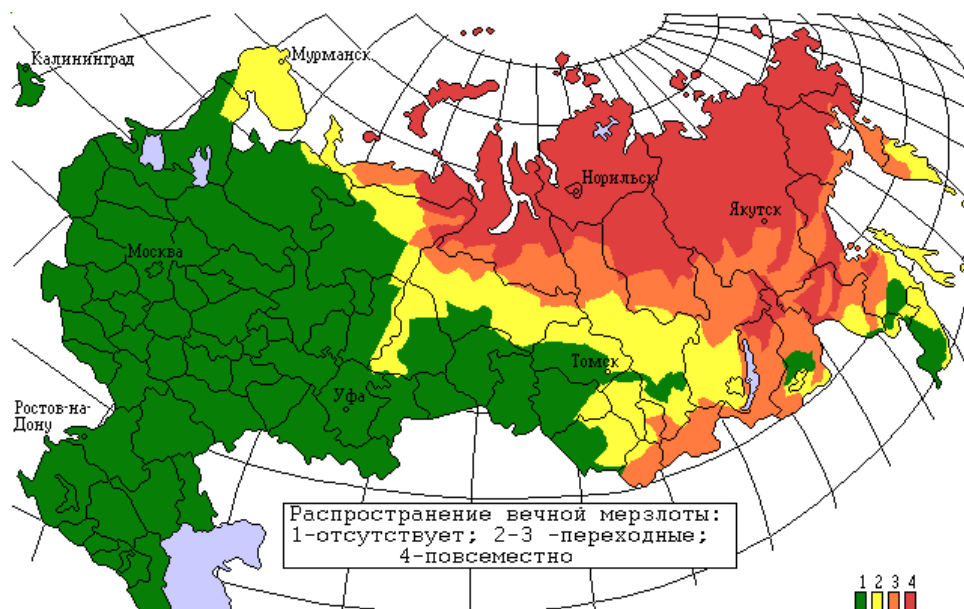


Рисунок 1 – Карта распространения многолетнемерзлых грунтов

В зависимости характера распространения многолетнемерзлых грунтов по площади делятся на 5 групп распространения:

1. Сплошного распространения (занимают 95% площади температура грунта - 3°C)
2. Преимущественно сплошного распространения (занимают 90-95% площади температура грунта от $-0,5$ до -3°C)
3. Прерывистого распространения (занимают 75-90% площади температура грунта от -0.2 до -2°C)
4. Массивно островного распространения (занимают 25-75% площади температура грунта от $-0,2$ до -2°C)
5. Островного и редко островного распространения (занимают менее 25 % площади температура грунта -0.5°C)

Классификация вечномерзлых грунтов находится в зависимости от промежутка времени, за которое они оттаивают. Поэтому к оттаивающим раз за несколько лет грунтам, добавляются сезонно мёрзлые грунты. Сезонно мёрзлые грунты находятся практически везде, где имеется отрицательная температура воздуха в зимний период времени года.

Толщина сезонного промерзания грунтов зависит непосредственно от климатических особенностей региона, состава грунта, толщи снегового покрова и от множества других факторов влияющих на промерзания грунтов. Промерзание грунтов происходит по-разному – от нескольких метров (0,3-0,6 м) до 2-6 м, а при наступлении лета растаивают полностью. Граница многолетнемерзлых грунтов и граница сезонно мёрзлых грунтов во всем мире видны на рисунке 2.

Глубина залегания многолетнемерзлых грунтов в северных районах достигает более 50 м, а в южных регионах глубина промерзания слоев грунта уменьшается до 10-50 м.

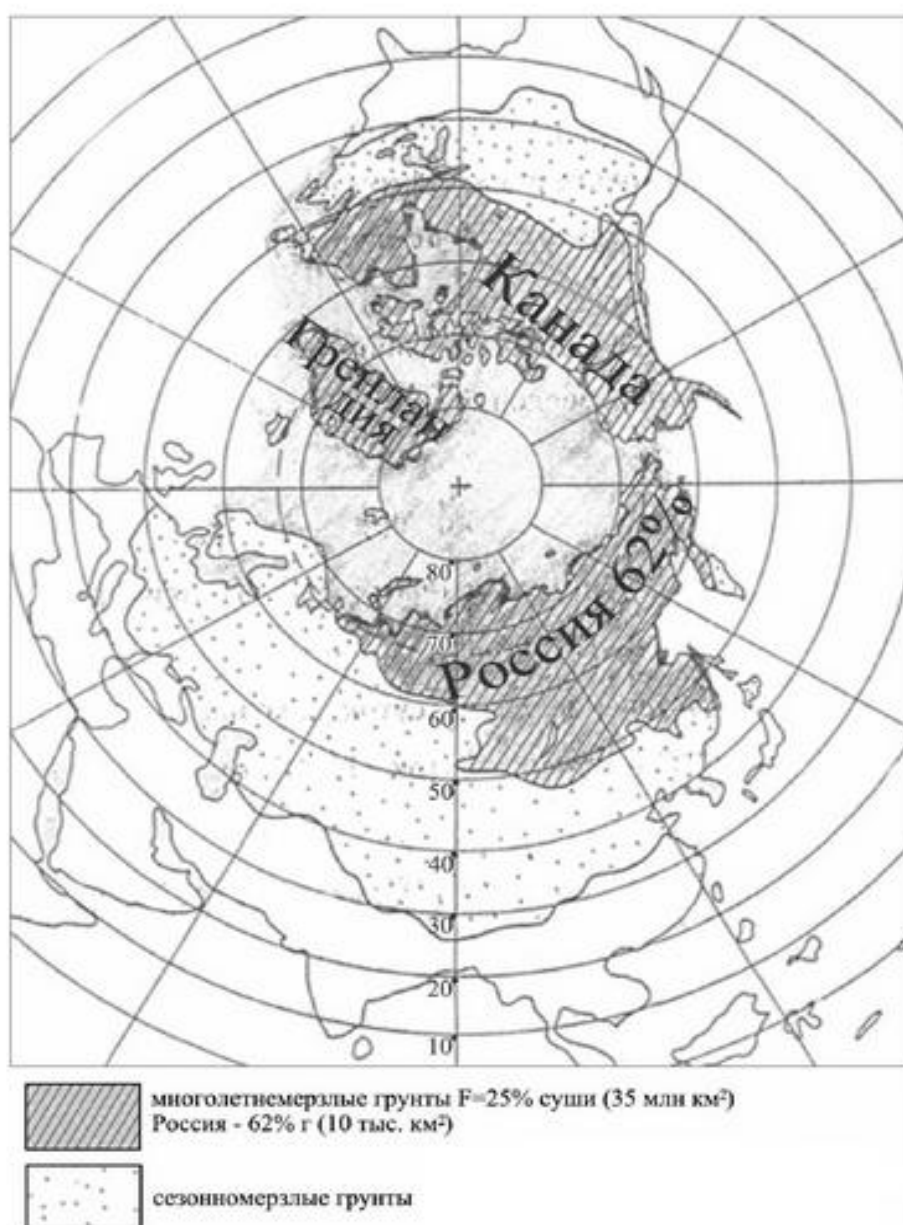


Рисунок 2 – Границы распространения мерзлых грунтов и сезонно мерзлых грунтов в мире.

Таблица 1 – Температура и толщина многолетнемерзлого грунта в северных городах Российской Федерации

Город	Температура многолетнемерзлого грунта ($^{\circ}\text{C}$), и толщина (м)
Анадырь	5,7 $^{\circ}$, 5 м
Якутск	5,5 $^{\circ}$, 15м
Усть-Енисейск	6,3 $^{\circ}$, 18 м
Верхоянск	7,8 $^{\circ}$, 22м

Российские нефтеперекачивающие компании эксплуатируют огромное количество нефтепроводов, которые проходят через участки многолетнемерзлых грунтов. Многие эксплуатируются недавно, но соответствуют требованиям технической и экологической безопасности:

1. Нефтепровод «Восточная Сибирь - Тихий океан» имеет протяженность 4740 км, диаметр трубопровода 1020-1220 мм. Более 750 км трассы проходит на участках многолетнемерзлых грунтов;
2. Нефтепровод «Куюмба - Тайшет» имеет протяженность 679 км, проектная мощность 15 млн. т. в год. Более 20 км трассы проходит на участках многолетнемерзлых грунтов;
3. Нефтепровод «Заполярье – Пурпе – Саянск» имеет протяженность 429 км, диаметр 1020 мм. Более 160 км трассы расположены в надземном исполнении, из-за сложных геологических условий, в частности из-за многолетнемерзлых грунтов. [2]

Все перечисленные трубопроводные системы далеко не весь перечень систем, которые контактируют с многолетнемерзлыми грунтами. Более подробно северные трубопроводы указаны на рисунке 3.



Рисунок 3 – трубопроводные системы северного региона РФ.

1.3 Строение толщи и характеристика мерзлого грунта

Рассмотрим подробнее слой ММГ. Ближе к поверхности в толще мерзлого грунта находится участок, который оттаивает при изменении температуры. Он называется деятельным слоем.

Деятельный слой – это поверхностный слой грунта в районах распространения многолетнемерзлых грунтов, подвергающийся сезонному

оттаиванию (летом) или промерзанию (зимой). Величина деятельного слоя зависит, главным образом, от площади местности и изменяется от 0,2–0,5 м (тундровые зоны и зоны арктических пустынь) до 3–4 м. В однородной местности, она неоднородна в различные годы и зависит от изменений теплоприхода в толще грунтов, вызванных насыщенностью солнечной радиации, изменениями температуры воздуха, скорости, направления ветра.

Также мощность деятельного слоя зависит от экспозиции и крутизны склона, присутствие растительности, затенённости местности и наоборот, состава, и степени влажности грунтов, толщины снежного покрова, гидрологического режима и других факторов.

Слой, расположение которого ниже деятельного слоя – называется нижней границей. Его состояние так же не постоянно и мощность изменяется из-за тех же

факторов, что и деятельный слой. Нижняя граница распространения ММГ – это поверхность где они кончаются.

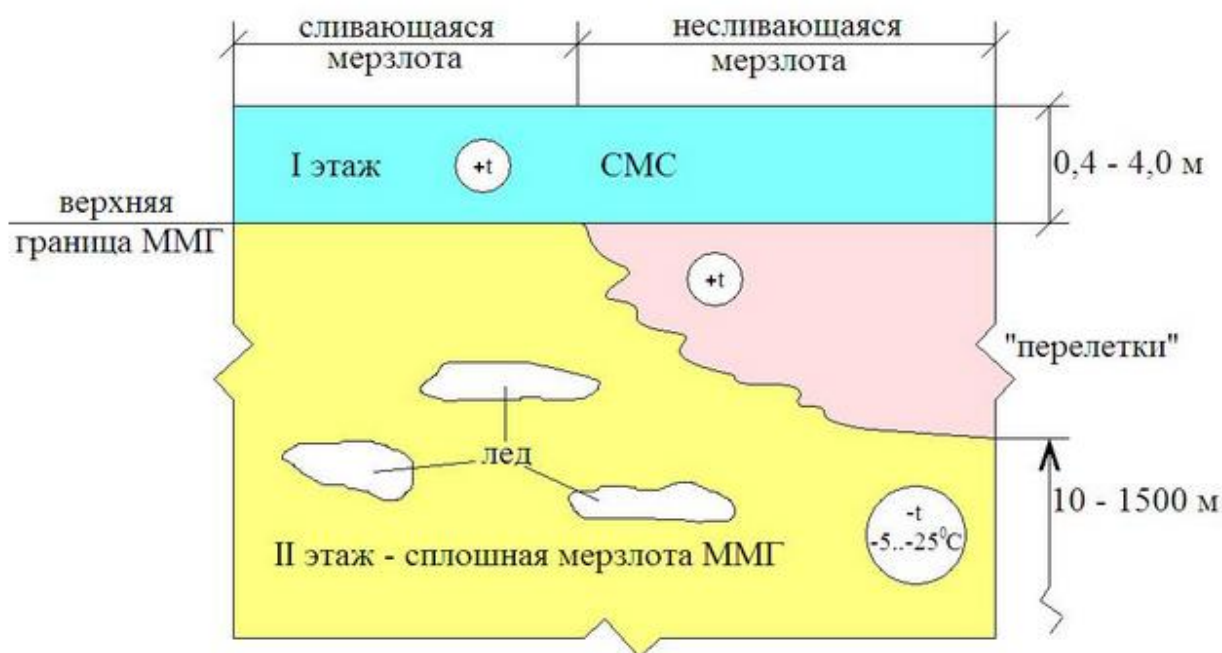


Рисунок 4 – Многолетнемерзлый грунт, вид в разрезе.

За счет климатических особенностей некоторых областей Российской федерации, небольшие участки грунтов не успевают оттаять даже в летнее время, образуя так называемые «перелетки».

Перелетки могут образоваться при изменении условий на поверхности (удаление слоя снега, затенение поверхности и т. д.), а также, если температура окружающей среды начинает колебаться и отличается от средней.

1.4 Физические свойства

Многолетнемерзлые грунты локализирующихся в области влияния нефтепровода имеют физические свойства, которые определяются для всех видов грунтов, как в мерзлом, так и в обратном состоянии. Изучение свойства грунтов в талом состоянии важно, потому что в результате строительства и эксплуатации нефтепроводов кое-какая часть вмещающего участка вполне может переходить в талое состояние.

Общие характеристики физических свойств талых и мёрзлых грунтов:

1. Плотность - масса грунта в единице объёма, г/см³:

$$\rho = m/V; (1)$$

где m - масса образца; V - объём грунта.

2. Плотность частиц грунта в единице объёма, ρ_s (г/см³), определяемая с помощью пикнометра.

3. Плотность скелета грунта ρ_d (г/см³), определяемая, как масса частиц грунта в объёме ненарушенной структуры.

4. Пористость грунта, характеризуемая коэффициентом пористости:

(2)

$$\varepsilon = (\rho_s - \rho_d) / \rho_d.$$

5. Суммарная относительная влажность, отношение массы воды к массе сухого грунта в единице объёма:

(3)

$$W_c = m_{\text{воды}} / m_{\text{сух.гр.}}$$

К дополнительным характеристикам относятся:

1. Влажность за счёт незамёрзшей воды W_n (в долях единицы).

2. Насыщенность льдом мёрзлого грунта i , равная отношению массы льда к массе всей воды, содержащейся в мёрзлом грунте:

(4)

$$i = (W_c - W_n) / W_c.$$

3. Температура старта замерзания грунтовой влаги t_f .

Тепловые и физические характеристики оценивают количественную долю тепла:

1. Удельная теплоёмкость — C , (Дж /кг·К) — выражает количество тепла, необходимое для нагревания или охлаждения единицы массы грунта на один градус.

2. Объёмная теплоёмкость $C_{об}$ (Дж/м³·К) выражает количество тепла, необходимое для нагревания или охлаждения единицы объёма грунта на один градус.

3. Коэффициент теплопроводности — λ , (Вт/м·К) — выражает количество тепла проходящее в единицу времени через единицу площади и единичную толщину слоя грунта.

4. Коэффициент температур проводимости a (м²/с) — выражает способность грунта изменять свою температуру, под воздействием изменившегося градиента температуры.

Значения всех тепловых и физических характеристик зависят от вида грунта, его составных компонентов, от состава и основных физических свойств: плотности и

влажности; а также состояния грунта: талого или мёрзлого. Обычно коэффициент теплопроводности мёрзлых грунтов в 1.1-1.5 раза больше коэффициента теплопроводности грунтов в талом состоянии, что связано с большей теплопроводностью льда, по сравнению с незамёрзшей водой. Объёмная теплоёмкость грунтов при промерзании стремится к бесконечно большому значению, в связи с затратами тепла на фазовые переходы влаги.

Полевые и лабораторные испытания и исследования многолетнемерзлых грунтов ставят своей целью определить необходимые расчетные показатели физико-механических свойств почв, соответствующие природным условиям и, в первую очередь, тепловые, прочностные и деформационные свойства в мерзлом и оттаивающем состояниях. Эти испытания и исследования делятся на рекогносцировочные и основные. Рекогносцировочные испытания позволяют произвести предварительную оценку толщи многолетнемерзлых грунтов рассматриваемой стройплощадки как оснований и среды для сооружений.

Из числа возможных рекогносцировочных испытаний мерзлых грунтов нужно как минимум определять для конкретных условий стройплощадки в полевой обстановке хотя бы три показателя свойств грунтов:

1. Температуру мерзлой толщи на глубине 10 м, т. е. - t_0 ;
2. Суммарную влажность грунтов ниже глубины заложения фундаментов (W_c примерно на 1 м глубже верхней границы многолетнемерзлых грунтов);
3. Величину относительной тепловой осадки (коэффициента оттаивания $A_{\square}$ на уровне заложения подошвы фундаментов).

Определение указанных величин потребует самых элементарных приборов: термометра, мерной линейки, весов.

Температура грунтов – t_0 на глубине 10 м измеряется в пробуренных насухо скважинах термометром после достаточного (в течение нескольких недель) выдерживания скважин после бурения. Эта величина необходима для вычисления максимальной расчетной температуры на уровне подошвы фундаментов и эквивалентной температуры для расчета фундаментов на выпучивание, а также других тепловых расчетов.

Температура грунтов – t_0 на глубине 10 м измеряется в пробуренных насухо скважинах термометром после достаточного (в течение нескольких недель) выдерживания скважин после бурения. Эта величина необходима для вычисления максимальной расчетной температуры на уровне подошвы фундаментов и эквивалентной температуры для расчета фундаментов на выпучивание, а также других тепловых расчетов.

Суммарная влажность мерзлых грунтов W_C определяется путем взвешивания навески грунта естественной влажности и того же образца, высушенного до постоянного веса.

Величина удельного веса $\gamma_{уд}$ принимается по литературным данным и обычно для пылеватых грунтов с органическими примесями $\gamma_{уд} \approx 2,4 - 2,5$; для песков $\gamma_{уд} = 2,65$ и для глинистых грунтов $\gamma_{уд} = 2,73$.

Приближенное выражение для объемного веса мерзлого грунта:

$$\gamma \approx \frac{2,4(1+W_C)}{2,7W_C + 0,9} \quad (5)$$

(с погрешностью не более 3% при $W_C > 5\%$ для галечных грунтов, при $W_C > 15\%$ - для песчаных и при $W_C > 20\%$ - для глинистых).

Тогда приближенное выражение для объемного веса скелета мерзлого грунта будет определяться выражением:

$$\gamma \approx \frac{2,4}{2,7W_C + 0,9}, \quad (6)$$

откуда коэффициент пористости:

$$\epsilon = \frac{\gamma_{уд} - \gamma_{ск}}{\gamma_{ск}}. \quad (7)$$

Содержание незамерзшей воды в многолетнемерзлых грунтах при рекогносцировочных испытаниях допустимо определять, как функцию температуры мерзлого грунта - t° и границ пластичности W_T и W_P , определяемых по образцам грунта нарушенной структуры:

$$W_H = k_H \cdot W_P,$$

(8)

где коэффициент k_H , $W_H = f(t) = W_T - W_P$, т. е. определяется в зависимости от температуры, вида грунта и числа пластичности W_P , причем при изменении температуры от $-0,5$ до -5°C , величина коэффициента k_H меняется от $0,5$ до $0,3$ - для супесей, от $0,7$ до $0,5$ - для суглинков и от $1,0$ до $0,6$ для глин.

Многолетнемерзлые грунты по температурному состоянию разделяются на твердомерзлые (при температуре их ниже границы фазовых переходов воды в лед) и пластично мерзлые (при температуре выше указанной границы фазовых переходов); по льдистости (величине объемной льдистости $i_{об}$) – на сильно льдистые (при $i_{об} \geq 0,5$) и слабо льдистые ($i_{об} \leq 0,25$), и по природной уплотненности в оттаявшем состоянии – по коэффициенту пористости для песчаных грунтов и консистенции для глинистых.

По данным объемного веса мерзлого грунта γ , суммарной влажности W_c , удельного веса льда $\gamma_{\text{л}} = 0,9$ и содержания незамерзшей воды W_H определяется объемная льдистость, а именно:

$$i_{об} = \frac{\gamma}{\gamma_{\text{л}}} \approx \frac{(W_c - W_H)}{1 + W_c}.$$

(9)

Если $i_{об} \geq 0,5$ - мерзлый грунт будет принадлежать к категории сильно льдистых в большинстве случаев присадочных при оттаивании грунтов; если же $i_{об} \leq 0,25$, то мерзлые грунты будут слабо льдистыми.

В зависимости от максимальной температуры мерзлых грунтов $t^{\circ}\text{max}$ на уровне подошвы фундаментов (определяемой в зависимости от t_0), состава многолетнемерзлых грунтов (пески, суглинки, глины и т. п.) и величины объемной льдистости i , определяются нормативные сопротивления мерзлых грунтов нормальному давлению в основаниях сооружений R_H , кг/см².

Коэффициент оттаивания $\bar{A}$ для грунтов, залегающих ниже подошвы фундаментов, позволяет оценить величину возможной их тепловой осадки и величину просадки мерзлых грунтов при оттаивании. Можно величину

коэффициента оттаивания определять простейшим полевым опытом на осадку в шурфе оттаивающего грунта под действием только его собственного веса. Если оттаивающий слой мерзлого грунта будет незначительной толщины (глубина оттаивания грунта в полевом опыте определяется металлическим щупом, а осадка замеряется с помощью линейки с миллиметровой шкалой), при этом коэффициент оттаивания будет равен отношению тепловой осадки $S_{\text{отт}}$ мерзлого грунта к глубине оттаивания h_t :

$$\bar{A} \approx \frac{S_{\text{отт}}}{h_t} \quad (10)$$

При величине коэффициента оттаивания $\bar{A} > 0,02$ многолетнемерзлые грунты считаются присадочными.

$$\bar{a} \approx \frac{\beta}{E_{\text{min}}}, \quad (11)$$

где β - коэффициент бокового давления грунта, равный 0,8 - для песков; 0,7 - для супесей; 0,5 - для суглинков и 0,4 - для глин; E_{min} - минимальное значение модуля общей деформации оттаивающих грунтов, приближенно определяемое по величине коэффициента пористости грунта и влажности на границе раскатывания W_p .

Главные полевые и лабораторные испытания и исследования многолетнемерзлых грунтов нужны для определения способа строительства и составления главной документации (обоснования проектного задания) по проектированию и расчету оснований и фундаментов, сооружаемых на мерзлых грунтах.

2 Особенности сооружения нефтепровода в условиях мерзлых грунтов

Освоение северных районов Российской Федерации началось относительно недавно, как и развитие системы нефтепроводов на этой территории. Сложные природно-климатические условия способствуют разработке новейших технологических и технических решений.

Для районов Крайнего Севера присуще абсолютный перепад температур от -56 зимой до $+34$ градусов летом; сильные ветры со скоростью свыше 40 м/с и, конечно же, распространение многолетнемерзлых грунтов. В условиях таких грунтов существует опасность, что теплая труба растопит мерзлые породы, поэтому необходимо учитывать этот факт, при выборе способа прокладки нефтепровода[3].

Сохранение отрицательных температур в грунтах является важным аспектом при сооружении нефтепровода. Также важно учитывать и реологические свойства перекачиваемой нефти. Нефть в северных районах имеет высокую температуру застывания $+4 - +6$ градусов, поэтому необходимо подогревать ее до 60 градусов. Нефть должна иметь высокую положительную температуру по всей протяженности нефтепровода, что рождает целый комплекс проблем, связанных с поддержанием положительной температуры нефти в нефтепроводе по всей протяженности.

Учитывая все геологические и климатические особенности Заполярья и Крайнего Севера, для надежной и безопасной работы нефтепровода, необходимо применение особых мероприятий, таких как:

- использование высокопрочной (хладостойкой) стали для объектов трубопроводного транспорта;
- надземная прокладка нефтепровода;
- теплоизоляция, для поддержания высокой положительной температуры нефти в трубопроводе;
- терм стабилизация грунта, для поддержания пород в мерзлом состоянии. [4]

2.1 Земляные работы

Все этапы строительства, все виды работ тщательно спланированы с учетом особенностей северной погоды и природы.

Самый удобный для прокладки магистрали сезон - зима, когда многочисленные болота и водоемы Севера скованы толстым слоем льда. В это время проще доставлять по трассе необходимую технику - сварочные комплексы,

трубоукладчики, экскаваторы. Именно поэтому основные виды работ - сварка нефтепровода, погружение свай, установка опор, укладка трубы - тоже приходится на зиму. [5]

Земляные работы предусматривается выполнять механизированным способом в соответствии с требованиями: СНиП 12-04-2002, СНиП 3.02.01-87 «Земляные сооружения, основания и фундаменты», ВСН 004-88 «Строительство магистральных трубопроводов. Технология и организация», СНиП III-42-80.

При строительстве линейных сооружений земляные работы рекомендуется выполнять следующими механизмами:

- бульдозер ДЗ-126А выполняет, при необходимости, срезку плодородного слоя грунта, рыхление скальных (мерзлых) пород, планировочные работы, устройство технологического проезда, транспортировку грунта во временный отвал;
- экскаватор ЭО-3322Д с рабочим органом «зуб–рыхлитель» или «фрезерная головка» разрабатывает скальный (мерзлый) грунт;
- трубоукладчик: предназначен для перемещения, наводки, опускания и укладки в проектное положение труб различных диаметров;
- роторные буровые установки SANY SR150C, для бурения скважин в вечной мерзлоте под буронабивные сваи для опор нефтепровода в зимнее время года;
- бурильно-сваебойная машина БМ-833 разрабатывает лидерные скважины и производит погружение металлических и железобетонных свай под опоры ВЛ-10 кВ. [6]



Рисунок 5 – трубоукладчик и бурильно-сваебойная машина

Строительные машины и оборудование для земляных работ должны соответствовать техническим условиям эксплуатации с учетом условий и характера выполняемой работы; в северных районах с низкими температурами воздуха рекомендуется преимущественно применять машины и технику в северном исполнении.

2.1.1 Бурение скважин и установка свай

В зависимости от определенных факторов назначают способ возведения свайных оснований:

- мерзлогогрунтовых условий трассы;
- времени года;
- технологии производства работ и результатов технико-экономических расчетов.

При сооружении нефтепроводов в районах распространения многолетнемерзлых грунтов свайные основания возводят из свай заводского изготовления.

Забивать сваи в грунты, у которых содержание твердых включений до 30% необходимо после бурения лидерных скважин, которые получают путем погружения специальных труб-лидеров. Диаметр лидерной скважины < на 50 мм наименьшего размера поперечного сечения свай. [2]

Операции по установке свай в лидерные скважины:

- сваебойный механизм забивает лидер до проектной отметки;
- лидер извлекается лебедкой экскаватора, далее он с трубой-лидером перемещается на следующую скважину, где повторяется весь процесс;
- вторым сваебойным механизмом забивается свая в образованную лидерную скважину.

Лидерное бурение нецелесообразно применять при наличии в грунтах более 40% крупнообломочных включений.

Если, несмотря на мощное силовое воздействие, свая отказывается идти дальше вглубь, считается, что свая «дала отказ» и ее обжатие соответствует проектному. Теперь она может нести нагрузку от опоры и трубы нефтепровода.

Возведение свайных оснований осуществляют в зависимости от грунтовых условий такими способами: буро опускной (для многолетнемерзлых грунтов); буро забивной (для талых грунтов).

Установка буро опускной свай – трудоемкий и длительный процесс. Лидерная скважина диаметром 600 мм заполняется специальным раствором, после чего в нее опускают сваю диаметром 426 мм с приваренным эллиптическим наконечником, устанавливают гильзы для терм стабилизаторов. На глубину сезонного промерзания

скважину заливают бетоном. Теперь свая готова к монтажу ростверков. Однако любой фундамент при строительстве должен набрать прочность. Так что дать нагрузку на сваю, не подвергая ее деформации, можно лишь через некоторое время.

Монтаж бурозабивных свай основан на ином принципе. Скважина диаметром 360 мм бурится на глубину 8 м. Сваю диаметром 426 мм специальный молот-сваебой забивает еще глубже на 1 м. Поскольку

бурозабивные сваи будут применяться для талых грунтов, их монтаж должен проходить в зимнее время, когда грунт устойчив. На талых грунтах встречаются отдельные участки мерзлоты, так называемые линзы, плотность которых сравнима с бетоном. При забивке свай нагрузка на их стенки и наконечник оказывается крайне высокой, что может привести к деформации. Сегодня специалисты на различных типах грунтов проводят испытания по определению типа наконечников, пригодных для бурозабивных свай.

Надземная прокладка намного сложнее, чем подземная. Здесь больше технологических шагов, выше требования к точности операций, особенно это касается установки свай.

Забивать сваи необходимо с ювелирной точностью, допустимое отклонение от вертикальной оси составляет всего 2 см. В случае превышения этого допуска свая должна быть демонтирована и забита снова. Это в лучшем случае. В худшем ее придется переносить на другое место, что подразумевает внесение и утверждение изменений в первоначальный проект.[11]

Для антикоррозионной защиты свай применяется наружное двухслойное эпоксидное покрытие заводского нанесения.

2.2 Установка специальных опор

Опоры – один из самых ответственных частей деталей трубопроводных систем. На них ложится основное усилие от трубопровода, которое затем передается грунту или несущим конструкциям.

Важную роль играет строение опор. Конструкции должны проектироваться таким образом, чтобы минимизировать трудоемкость монтажа опор на трассе строительства в условиях Крайнего Севера.

Для того чтобы основы трубопровода подстраивались под изменение состояния грунта и самого трубопровода — а они значительны, если учесть

огромный перепад температур, свойственный для северных районов страны, необходимо использовать опоры разной конструкции, одни из них совершенно неподвижные, другие могут перемещаться в одной плоскости, а некоторые — во всех плоскостях.

Неподвижные опоры должны жестко удерживать трубу и не допускать ее перемещения. Такие опоры воспринимают вертикальные нагрузки от веса трубопровода и среды, горизонтальные (осевые) нагрузки от тепловых деформаций трубопровода, а также нагрузки от гидравлических ударов, вибрации и пульсации. Устанавливаются неподвижные опоры на трассе через каждые 500 м.



Рисунок 6 – неподвижная опора

Конструкция неподвижной опоры представляет собой единую сварную конструкцию, воспринимающую нагрузки от нефтепровода и передающую их через ростверк на свайный фундамент. Она состоит из катушки с приваренной к ней обечайкой. Катушка через регулируемые стойки приваривается к ростверку. Ростверк приваривается к опорным узлам, которые привариваются к сваям фундамента.

Между неподвижными опорами трубу поддерживают продольно и свободноподвижные опоры. Они позволяют нефтепроводу, в зависимости от давления и температуры расширения, двигаться в горизонтальном, осевом и поперечном направлениях.

Продольно-подвижная опора применяется для обеспечения возможности продольных (вдоль оси трубопровода) перемещений трубопровода, вызванных температурными деформациями, внутренним давлением рабочей среды в трубопроводе и т.д. Продольно-подвижные опоры устанавливаются на прямолинейных участках (за исключением опор, примыкающих к компенсатору) до и после неподвижной опоры для ее разгрузки от боковых усилий и для обеспечения продольной устойчивости нефтепровода.

Свободноподвижные опоры помимо свободного перемещения трубопровода в горизонтальной плоскости, обеспечивает возможность наклона в направлении продольной оси трубопровода. На ростверке установлены боковые упоры на расстоянии, обеспечивающем продольное и поперечное перемещения трубопровода.[7]



Рисунок 7 – продольно-подвижные и свободно-подвижные опоры

Использование разных видов надземных конструкций позволяет удерживать с обеспечением необходимой жесткости нефтепровод даже при падении двух опор. Создание нескольких опор позволяет обеспечить минимальную металлоемкость конструкций. Для неподвижных и подвижных опор следует применять хладостойкую сталь 09Г2С 14-й категории. Масса опор составляет от 2 до 4,9.

Плавное скольжение опор с трубопроводом при температурных деформациях обеспечивается установкой на подошве опоры антифрикционных высокопрочных прокладок из полимерных материалов (типа фторопласт). На опорном столе ростверка установлен лист из нержавеющей стали.

Для предотвращения коррозии трубопровода и обеспечения безопасной эксплуатации в течение 50 лет на опоре установлены узлы электроизоляции с применением полимерных влагостойких электроизоляционных материалов.

2.3 Теплоизоляция нефтепровода

Теплоизоляция трубопровода - по сути, та же изоляция, но ее отличительная особенность, способность не пропускать тепло от стенки трубы в окружающую среду. В отличие от обычной изоляции, теплоизоляция состоит из высокоэффективных материалов, обладающих теплоизоляционными свойствами. Теплоизоляция нефтепроводов должна выполнять ряд функций: уменьшение плотности нефти до нормативных величин; стабилизация температуры нефти в трубопроводе; выполнение всех свойств что и обычная изоляция. [8]

У нефти с северных месторождений очень большая вязкость и, следовательно, при транспортировке ее необходимо нагревать до +60 градусов, поэтому при строительстве нефтепровода применяются трубы с дополнительным теплоизолирующим покрытием.

При выборе теплоизоляционного материала важно учитывать свойства покрытия в зависимости от условий сооружения нефтепровода. В условиях севера наилучшим решением является применение специальной технологии монтажа и термоизоляции труб (эпоксидное покрытие, пенополиуретан, металлополимерная оболочка из оцинковки) и сварных швов на трубопроводе.

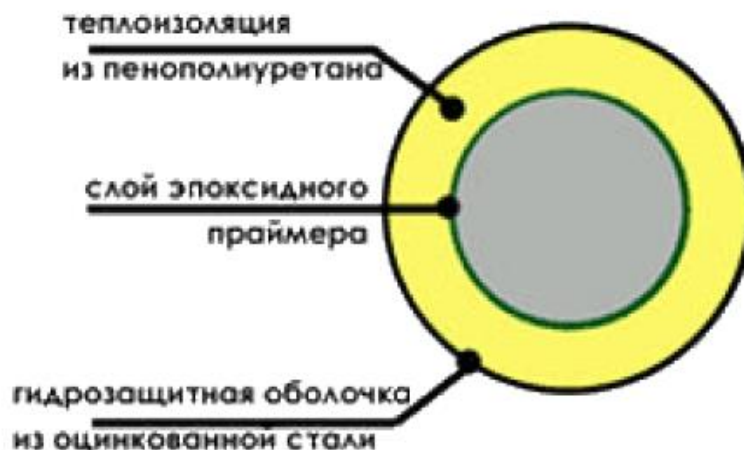


Рисунок 8 – структура теплоизоляции нефтепровода

Однослойное эпоксидное покрытие наносится только на трубы с последующей теплоизоляцией, что обеспечивает долговечную и надежную антикоррозионную защиту трубопроводов, в том числе при низких температурах окружающей среды. Ударная прочность такого покрытия толщиной 350-400 мкм не превышает значений 6-8 Дж при $20\pm 5^{\circ}\text{C}$, а при температуре минус 40°C снижается до 2-3 Дж.

Для защиты свайных труб используется двухслойное эпоксидное покрытие, оно обладает повышенной ударопрочностью, устойчивостью к прорезанию, сдиру при транспортировке труб и строительных работах и не повреждается в условиях вечной мерзлоты. По результатам испытаний ОАО «ВНИИСТ» двухслойное покрытие характеризуется повышенной теплостойкостью, высокой адгезией к стали, отличной стойкостью к катодному отслаиванию, абразивному износу.

Трубы с эпоксидным покрытием имеют широкий температурный диапазон эксплуатации (от -40°C до $+60^{\circ}\text{C}$) в отличие от труб с полиэтиленовым покрытием (от -20°C до $+60^{\circ}\text{C}$) и в течение длительного времени могут храниться под открытым небом (от -60°C до $+60^{\circ}\text{C}$). Эпоксидные покрытия проницаемы для токов катодной защиты – не экранирует тело трубы от токов в местах потери адгезии, под покрытиями не было зафиксировано случаев стресс-коррозии трубопроводов.

Наиболее оптимальным материалом для осуществления изоляционных работ, в частности в строительной и промышленной сферах, является пенополиуретан (ППУ). Он экологически чистый, имеет высокие теплоизоляционные качества, не имеет склонности к разрушению спустя некоторое время.

Таблица 2 – Свойства пенополиуретана

Объемная масса, кг/м		Коэффициент теплопроводности, ккал/м·ч·°С		Характеристика пористости	Температура применения, °С	
по ГОСТ или ТУ	расчетная в конструкции	по ГОСТ или ТУ	расчетный в конструкции		t min	t max
3 0-40	40-50	0,040 -0,045		открытая	- 60	+ 100

Пенополиуретановая теплоизоляция трубопроводов— это быстрое бесшовное нанесение любой сложности и формы, быстрое отвердевание, а так же устойчивость к механическим нагрузкам и высокое энергосбережение.

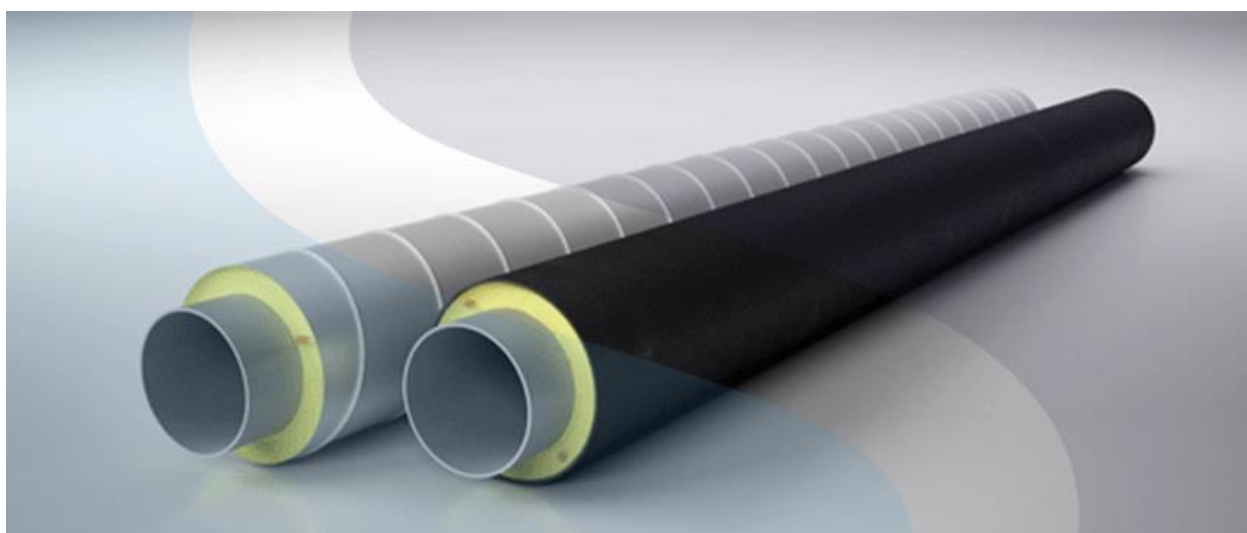


Рисунок 9 – полиуретановая теплоизоляция трубопроводов

Толщина ППУ слоя зависит от диаметра самой трубы и местности, где планируется прокладывать трубопровод, для диаметра нефтепровода 1020 мм и в условиях Крайнего Севера, она применяется 100 мм. Внутри пенополиуретана проходит сигнальный кабель СОДК, который позволяет с помощью специальных приборов обнаружить участки, нуждающиеся в ремонте, еще до наступления аварии.

Полиуретановая теплоизоляция обладает следующими достоинствами:

- легкость по весу;
- высокая прочность;
- износостойкость;
- поддается любым способам обработки;
- стойкость к гниению;

- возможность «работы» в грунте;
- хорошо держит тепло.

Для дополнительной защиты теплоизоляционного материала от внешних повреждений, поверх него рекомендуется монтировать дополнительную защиту. В этих целях наилучшим вариантом будет использование обечайки из тонколистовой оцинкованной стали, она изготавливается с цинковым покрытием первого класса по ГОСТ 14918 или с цинковым покрытием не ниже класса 450 по ГОСТ Р52246. Это сформированные металлические кожухи, которые защищают от атмосферных воздействий, механических повреждений, ультрафиолетовых излучений теплоизоляционные материалы на трубопроводах, технологическом оборудовании и различных емкостях. [9]

2.4 Термостабилизация многолетнемерзлых грунтов

С целью обеспечения безопасности на объектах трубопроводного транспорта, а именно на линейной части магистрального нефтепровода, проложенного на участках с многолетнемерзлыми грунтами, эксплуатирующие компании используют мелиорацию грунта. Это понятие включает в себя комплекс мероприятий, связанный с изменением состава, свойств, и других факторов для сохранения грунта в стабильном состоянии.

Методы воздействия на грунт подразделяются на две большие категории: активные (передача грунту холода или тепла); пассивные (влияют через вторичные параметры)

Существует три группы средств воздействия на грунт:

1. Первая группа средств воздействует непосредственно на теплообмен между грунтом и окружающим воздухом и включает в себя ряд способов: навесы; посадка растительности; защита пленками и т.д.
2. Эта группа воздействует на изменение теплообмена в самом грунте. Способы воздействия разнообразны: осушение, полная замена грунта и т.д.
3. Третья группа влияет на температуру грунта при помощи передачи тепла или холода от естественного или искусственного источника. Естественные способы: каналы вентиляции, проветривание, обводнение. Искусственные же методы более распространённые: пар, хладагенты, химические смеси. [10]

Сохранение состояния грунта при эксплуатации нефтепроводов на участках ММГ, основная задача инженеров. Недопущение оттаивания исключает возникновение аварий на действующем нефтепроводе. Опыт отечественного строительства в районах распространения мерзлых грунтов, безусловно, полезен при сооружении и эксплуатации трубопроводов. Средства, которые использовали конструкторы для укрепления грунта под фундаментом сооружений, с успехом используется и в трубопроводном транспорте. Один из таких методов термостабилизация грунта.

Сезонно-действующие охлаждающие устройства (СОУ) предназначены для поддержания грунта в мерзлом состоянии, что обеспечивает устойчивость зданий, сооружений на сваях, а также сохраняет замерзший грунт вокруг опор ЛЭП и

трубопроводов, вдоль насыпей железнодорожных путей и автомобильных магистралей. [11]

Для термостабилизации используются различного типа СОУ. Они классифицируются по следующему принципу работы; вид хладагента; расположение в пространстве; металл, из которого изготовлен корпус, по конструкции.

Термостабилизаторы на объектах трубопроводного транспорта применяются с целью:

- поддержание состояние грунта в мерзлом состоянии;
- замораживание грунта, для дальнейшего строительства трубопровода;
- обеспечение устойчивости грунтового массива к осадке;

На данный момент существует множество видов термостабилизаторов грунта (ТСГ), но основные конструктивные элементы у них практически одинаковы. ТСГ состоят из конденсатора, запорно-заправочного узла; испарителя, транспортной зоны.

Длина термостабилизатора 16 м, а диаметр корпуса 25...60 мм, зона замерзания грунта вокруг ТСГ при среднезимней температуре -15°C составляет 1,5 м. Работать термостабилизатор начинает при температуре воздуха -5°C .

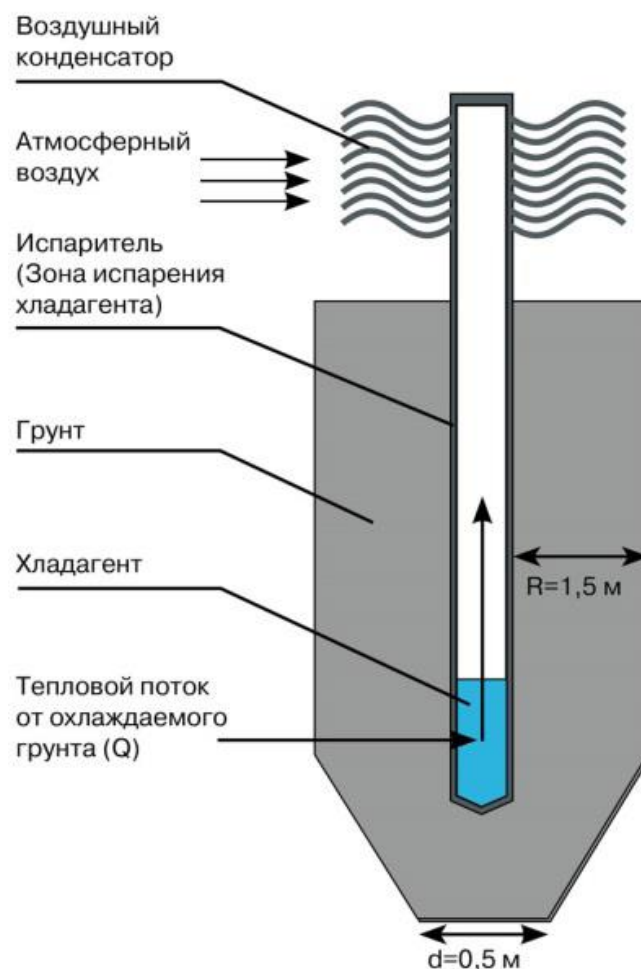


Рисунок 10 - Стандартная схема термостабилизатора грунта (ТСГ):

Несмотря на важность работы, которую выполняют термостабилизаторы, принцип ее очень прост, а самое главное термостабилизаторы не требуют ни какого вида энергозатрат. Принципиальная схема термостабилизатора и его работа показана на рисунке 13.

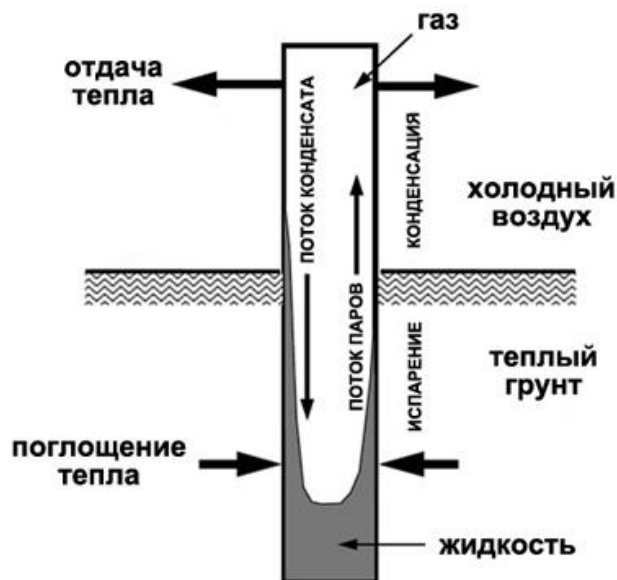


Рисунок 11 - Схема работы термостабилизатора [12]

Работа термостабилизатора грунта (ТСГ) заключается в следующем, нужно отметить, что для всех термостабилизаторов он одинаков. Хладагент в

термостабилизаторе при низких температурах воздуха конденсируется в ребристом радиаторе-конденсаторе, затем естественным путем стекает в нижнюю, испарительную часть ТСГ, где отбирает теплоту грунта, охлаждаемого ниже температуры замерзания, и одновременно испаряясь, попадает в верхнюю часть ТСГ.

В зимнее время конвекционная циркуляция теплоносителя (в простейшем варианте это керосин) в жидкостных устройствах и паров пропана в парожидкостных термостабилизаторах обеспечивает охлаждение грунтов основания. С наступлением летнего периода, как только температура верхнего, находящегося на наружном воздухе, конуса (конденсатора) устройства становится выше температуры теплоносителя, циркуляция прекращается и процесс приостанавливается с частичным инерционным оттаиванием верхнего слоя грунта до следующего похолодания.

Современные термостабилизаторы грунта используют наиболее эффективные по термодинамическим свойствам хладоносители (теплоносители) – сжиженные аммиак или диоксид углерода.

Особенностью использования ТСГ для нефтепровода, проложенного надземным способом в том, что они устанавливаются непосредственно в сваи опор нефтепровода.



Рисунок 12 – установка термостабилизаторов в сваи опор нефтепровода

Термостабилизатор помещают в полугерметичную гильзу, в которую заливают нужное количество низковязкого теплоносителя типа ХНТ-НВ в качестве буферного теплообменного агента. Он позволяет повысить интегральное значение теплоотдачи от грунта и коэффициент теплопередачи ТСГ, а также выравнивает теплоотдачу по всей площади теплообмена как со стороны испарителя, так и от грунта через гильзу. В целом это существенно повышает эффективность работы ТСГ. Сама гильза, выполненная с использованием оцинкования, имеет надежную антикоррозионную защиту и срок службы до 50 лет.

Термостабилизация один из основных методов поддержания грунта в состоянии сопротивляться изменению состояния грунтов. Она используется практически повсеместно, где нефтепровод взаимодействует с многолетнемерзлыми грунтами. Это очень дешевое и эффективное средство. И еще один плюс их использования - термостабилизаторы выпускаются на заводах России, что обеспечивает их своевременную доставку к месту работ и ускоряет процесс строительства или эксплуатации.

2.5 Применение компенсаторов

Компенсатор - устройство, позволяющее воспринимать и компенсировать перемещения, температурные деформации, вибрации, смещения.

Способность трубопровода компенсировать тепловые удлинения за счет конфигурации участка линии и упругих свойств металла без специальных устройств, встраиваемых в трубопровод, называется самокомпенсацией.

Самокомпенсация осуществляется благодаря тому, что в линии трубопровода, кроме прямых участков между неподвижными опорами, имеются повороты или изгибы (отводы). Расположенный между двумя прямыми участками поворот или отвод обеспечивает компенсацию значительной части удлинения благодаря эластичности конструкции, а оставшая часть компенсируется за счет упругих свойств металла прямого участка трубопровода.

Когда при проектировании и монтаже нельзя использовать самокомпенсацию трубопроводов или ее недостаточно для защиты трубопровода от усилий, возникающих под действием тепловых удлинений, устанавливают специальные устройства, называемые компенсаторами. Наиболее часто используют П-образный, Г-образный и Z-образный компенсаторы.

П-образные компенсаторы, обладающие большой компенсирующей способностью (до 700 мм), широко применяют при надземной прокладке технологических трубопроводов независимо от их диаметра. Преимущества таких компенсаторов - простота изготовления и удобство эксплуатации; недостатки - повышенное гидравлическое сопротивление, большой расход труб, значительные размеры и необходимость сооружения дополнительных опорных конструкций.

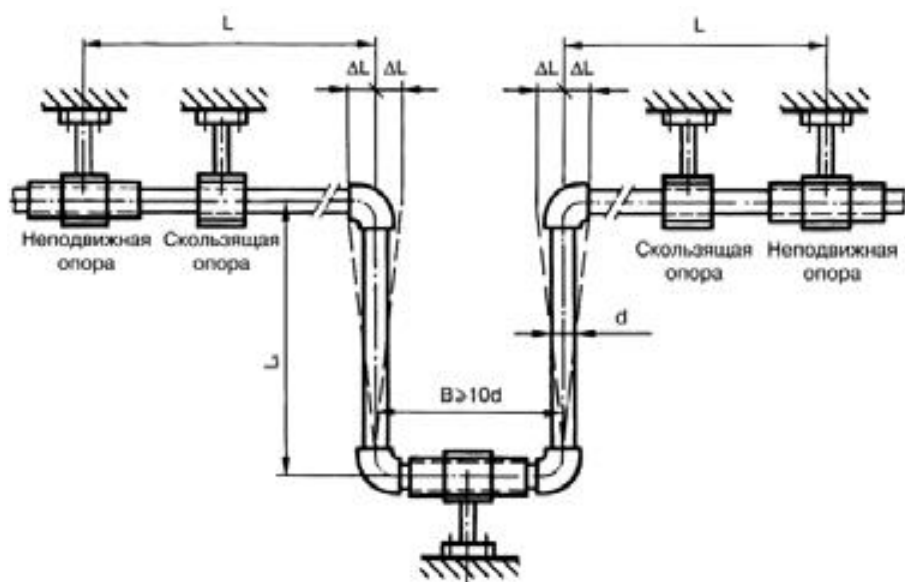


Рисунок 13 – схема П-образного компенсатора

Строительство П-образных компенсаторов на трассе предусмотрено через каждые 400 метров.

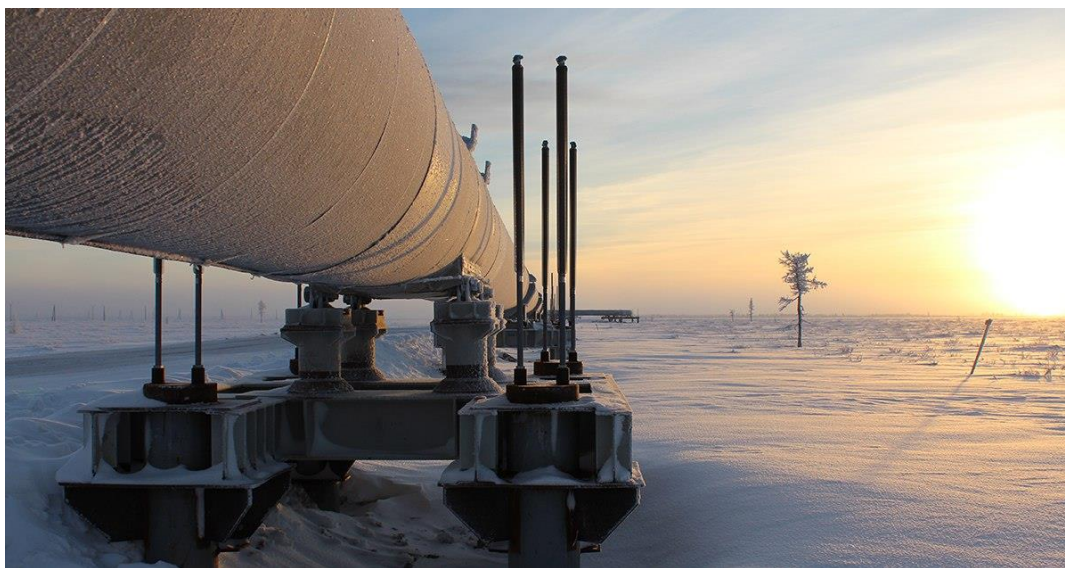


Рисунок 14 – Компенсаторы на трассе магистрального нефтепровода

В рамках проекта, строящейся нефтепроводной системы «Заполярье-Пурпе» впервые были использованы термокомпенсационные блоки на опорах, они компенсируют температурные деформации надземного трубопровода и обеспечивают перемещение по ним трубопровода при изменении температуры и давления [13]. Для обеспечения работоспособности компенсатора в начале и конце термокомпенсационного блока устанавливаются неподвижные опоры с фиксацией перемещений и углов поворота трубопровода. При наличии углов поворота в плане более 35° они используются для компенсации температурных деформаций надземного участка трубопровода. При этом расстояние от вершины планового угла до неподвижной опоры не превышает 250 м для углов более 50° ; 150 м для углов от 35° до 50° . Углы менее 35° включаются в состав температурных блоков, при этом неподвижная опора устанавливается на расстоянии не менее 60 м от вершины угла. Длина температурного блока с трапецеидальным компенсатором составляет в среднем около 500 м, величина вылета – до 20,3 м, расстояния между опорами – до 18 м.

2.6 Оценка тепловых и механических взаимодействий системы «надземный магистральный нефтепровод – опора - свайное основание –
- многолетнемерзлый грунт»

Эксплуатация надземных магистральных нефтепроводов в криолитозоне связана с проблемами, обусловленными деформациями конструкций в результате изменений грунтовых свойств.

Деформации ММГ представляют серьезную опасность для магистральных нефтепроводов, обусловленные теплофизическими и физико-механическими закономерностями промерзания и оттаивания грунтов. Для детального представления взаимодействий происходящих на участке крепления трубопровода к опоре, на которой многолетнемерзлые грунты совместно с надземным трубопроводом составляют систему, общий вид которой представлен на рисунке 15.

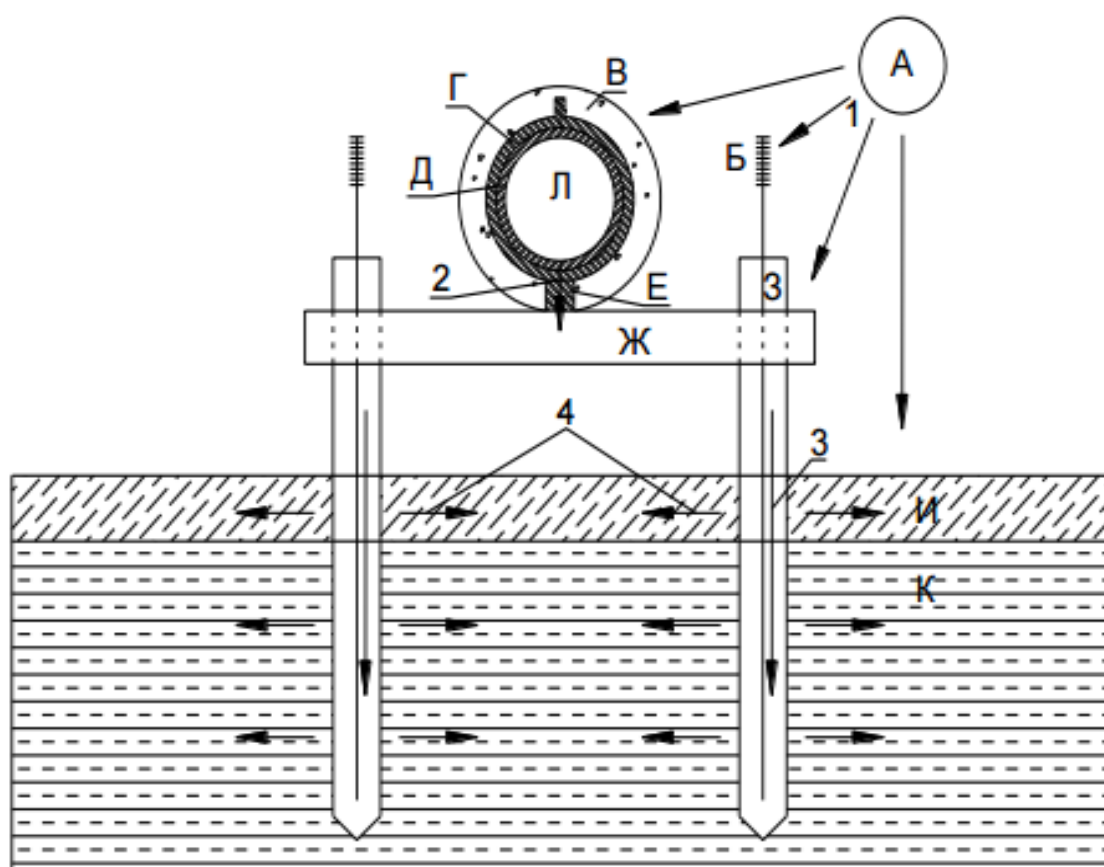


Рисунок 15 – Разрез надземного трубопровода на свайном фундаменте, погруженном в многолетнемерзлый грунт

Цифрами 1-4 и стрелками обозначены связи системы. Буквами обозначены элементы системы: А – атмосферное влияние, Б – термостабилизатор, В – теплоизоляция трубопровода, Г – обечайка приваренная к опоре, Д – стенка трубопровода, Е – опора, Ж – ростверк, З – свая, И – деятельный слой мерзлого грунта, К – мерзлая толща не подверженная сезонному оттаиванию, Л – транспортируемый продукт.

Рассмотрим тепловые взаимодействия. Атмосферное воздействие включает солнечную радиацию, температурное и ветровое воздействие атмосферного воздуха,

проявляющееся в виде теплообмена с деятельным слоем грунта, термостабилизатором, ростверком и сваей. Связь 2 описывает передачу тепла путем теплопереноса от транспортируемого продукта через стенку трубопровода, обечайку, опору к ростверку. Связь 3 описывает результирующее воздействие атмосферы, термостабилизатора, продукта, через сваи на слои грунта. Связи 4 описывают распределение теплового воздействия в области слоев грунта. Таким образом, источником тепла является транспортируемый продукт, источником тепла и холода, в зависимости от сезона является атмосфера. [14]

Механические взаимодействия рассмотрим с точки зрения грунтового основания и с позиции трубопровода.

Воздействие на грунт. Влияние атмосферы определяется ветровой нагрузкой на всю конструкцию, вызывающей поперечную кратковременную нагрузку; обледенением и снеговой нагрузкой кратковременно увеличивающей вес конструкции. Связь 2 определяет нагрузку сообщаемую ростверку: весом металла трубопровода, обечайки, теплоизоляции, транспортируемым продуктом, обледенением и снеговым слоем, - а также вибрацией трубопровода и ветровой нагрузкой. Связь 3 определяется распределением нагрузки на сваи ростверком и описывает передачу нагрузки в слои грунта. Связь 4 описывает распределение нагрузки в слоях грунта через слой смерзания с боковой поверхностью сваи.

Воздействие на трубопровод. Результирующее воздействие деформаций слоев грунта на сваи описывается связью 3 и передается на ростверк. Воздействие ростверка на трубопровод через опору и обечайку описывается связью 2. В случае если на сваи оказывается воздействие большее (меньшее) нагрузки сообщаемой грунту технической системой, равномерно распределенное между сваями, происходит подъем (опуск) ростверка, а, следовательно, и трубопровода от проектного положения.

В случае неравномерного распределения воздействия на сваи происходит перекося ростверка, а следовательно и трубопровода.

Таким образом, существуют взаимозависимые механические и тепловые процессы, которые определяют происходящие деформации и изменения. Основа надежной эксплуатации является обеспечение сохранения НДС трубопровода в допустимых пределах, а в долгосрочной перспективе к этому добавляется

сохранение свойств мерзлого грунта. Поэтому назначение методики контроля НДС надземного магистрального нефтепровода проложенного в области ММГ состоит в обеспечении эксплуатирующей организации сведениями о деформациях и напряжениях в трубопроводе, предупреждении перехода деформаций в пластическую зону, формировании истории состояний участков трубопровода.

3 Расчеты и аналитика

3.1 Расчет толщины стенки, проверка прочности и устойчивости надземного нефтепровода

Таблица – Исходные данные

Название	Сокращение	Значение
Диаметр трубопровода, м	D	1,02
Длина участка нефтепровода, км	L	300
Рабочее давление, МПа	P	7
Марка стали нефтепровода		K56
Временное сопротивление стали, МПа	$\sigma_{вр}$	560
Модуль упругости, МПа	E	$2,06 \cdot 10^5$
Коэффициент линейного расширения, 1/°C	αt	$1,2 \cdot 10^{-5}$
Коэффициент Пуассона	μ	0,3

Расчетную толщину стенки трубопровода следует определять по формуле:

$$\delta = \frac{n \cdot P \cdot D_n}{2(R_1 + n \cdot P)}; \quad (1)$$

где $n = 1,15$ - коэффициент надежности по нагрузке - внутреннему рабочему давлению в трубопроводе (СНиП 2.05.06-85);

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

$D_n = 1,02$ м – наружный диаметр трубы;

R_1 – расчетное сопротивление растяжению, определяется по формуле:

$$R_1 = \frac{R_1^H \cdot m_0}{k_1 \cdot k_n}; \quad (2)$$

где $m_0 = 0,9$ – коэффициент условий работы трубопровода (для транспортирования нефти и нефтепродуктов в северной строительной-климатической зоне).

$k_1 = 1,34$ - коэффициент надежности по материалу

$k_n = 1$ - коэффициент надежности по назначению трубопровода (для нефтепроводов и нефтепродуктопроводов с условным диаметром трубопровода 600-1000 мм)

R_1^H - нормативное сопротивление растяжению металла труб и сварных соединений, принимается равным минимальному значению временного сопротивления $\sigma_{вр} = 550$ МПа;

$$R_1 = \frac{R_1^H \cdot m_0}{k_1 \cdot k_H} = \frac{560 \cdot 0,9}{1,34 \cdot 1,0} = 369,4 \text{ МПа};$$

$$\delta = \frac{n \cdot P \cdot D_H}{2(R_1 + n \cdot P)} = \frac{1,15 \cdot 7 \cdot 1,02}{2(369,4 + 1,5 \cdot 7)} = 0,00988 \approx 10 \text{ мм}.$$

С учетом припуска на коррозию 2 мм и на неравномерность проката 1мм толщина стенки принимается равной 13 мм.

При наличии продольных осевых сжимающих напряжений толщину стенки следует определять из условия:

$$\delta = \frac{n \cdot P \cdot D_H}{2(R_1 \cdot \Psi_1 + n \cdot P)}; \quad (3)$$

где Ψ_1 - коэффициент, учитывающий двухосное напряженное состояние труб, определяемый по формуле:

$$\Psi_1 = \sqrt{1 - 0,75 \cdot \left(\frac{|\sigma_{npN}|}{R_1} \right)^2} - 0,5 \cdot \frac{|\sigma_{npN}|}{R_1}; \quad (4)$$

где σ_N - продольное осевое сжимающее напряжение, МПа, определяемое от расчетных нагрузок и воздействий с учетом упругопластической работы металла труб, определяется по формуле:

$$\sigma_{npN} = -\alpha \cdot E \cdot \Delta t + \mu \cdot \frac{n \cdot P \cdot D_{BH}}{2\delta_H}; \quad (5)$$

где $\alpha = 1,2 \cdot 10^{-5}$ град - коэффициент линейного расширения металла трубы;

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

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

$D_H = 1020$ мм - диаметр трубопровода;

Δt - расчетный температурный перепад.

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

$$\Delta t_{(+)} = \frac{\mu \cdot R_1}{\alpha \cdot E} = \frac{0,3 \cdot 369,4}{1,2 \cdot 10^{-5} \cdot 2,06 \cdot 10^5} = 44,83 \text{ град}; \quad (6)$$

$$\Delta t_{(-)} = \frac{(1 - \mu) \cdot R_1}{\alpha \cdot E} = \frac{0,7 \cdot 369,4}{1,2 \cdot 10^{-5} \cdot 2,06 \cdot 10^5} = 104,6 \text{ град.} \quad (7)$$

К дальнейшему расчету принимаем больший перепад температуры, т.е. 104,6 градусов. Находим величину продольных осевых сжимающих напряжений:

$$\begin{aligned} \sigma_{npN} &= -\alpha \cdot E \cdot \Delta t + \mu \cdot \frac{n \cdot P \cdot D_{BH}}{\delta_H} \\ &= -1,2 \cdot 10^{-5} \cdot 2,06 \cdot 10^5 \cdot 104,6 + 0,3 \cdot \frac{1,15 \cdot 7 \cdot 1,020}{0,013} = -69,09 \text{ МПа.} \end{aligned}$$

Так как $\sigma_{npN} = -69,09 \text{ МПа}$ – отрицательное значение, это означает, что присутствуют сжимающие напряжения.

Коэффициент, учитывающий двухосное напряженное состояние металла:

$$\psi_1 = \sqrt{1 - 0,75 \cdot \left(\frac{|-69,09|}{369,4} \right)^2} - 0,5 \cdot \frac{|-69,09|}{369,4} = 0,893.$$

При наличии продольных напряжений расчетную толщину стенки пересчитывают:

$$\delta = \frac{n \cdot P \cdot D_H}{2(R_1 \cdot \psi_1 + n \cdot P)} = \frac{1,15 \cdot 7 \cdot 1,02}{2(369,4 \cdot 0,893 + 1,15 \cdot 7)} = 0,0011 \text{ мм.}$$

С учетом припуска на коррозию 2 мм и на неравномерность проката 1мм толщина стенки принимается равной 14 мм.

Проверку на прочность надземных трубопроводов, следует производить из условия:

$$|\sigma_{пр}| \leq \psi_2 \cdot R_2 \quad (8)$$

где $|\sigma_{пр}|$ – максимальные продольные напряжения в трубопроводе от расчетных нагрузок и воздействий, МПа; ψ_2 – коэффициент, учитывающий двуосное напряженное состояние металла труб.

$$\begin{aligned} \psi_2 &= \sqrt{1 - 0,75 \cdot \left(\frac{|\sigma_{кц}|}{R_{21}} \right)^2} - 0,5 \cdot \frac{|\sigma_{кц}|}{R_2} \\ &= \sqrt{1 - 0,75 \cdot \left(\frac{|285,2|}{292,5} \right)^2} - 0,5 \cdot \frac{|285,2|}{22,5} = 0,3; \end{aligned} \quad (9)$$

где R_2 – расчетное сопротивление, МПа; $\sigma_{кц}$ – кольцевое напряжение от расчетного внутреннего давления, МПа.

$$R_2 = \frac{R_2^H \cdot m_0}{k_2 \cdot k_H} = \frac{390 \cdot 0,9}{1,2 \cdot 1,0} = 292,5 \text{ МПа;} \quad (10)$$

$$\sigma_{\text{кц}} = \frac{n \cdot p \cdot D_{\text{вн}}}{2 \cdot \delta} \frac{1,15 \cdot 7 \cdot 992}{2 \cdot 14} = 285,2 \text{ МПа}; \quad (11)$$

$$|69,09| \leq 87,75.$$

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:

$$q_{\text{тр}} = n \gamma_{\text{ст}} \cdot \frac{\pi}{4} (D_{\text{н}}^2 - D_{\text{вн}}^2); \quad (12)$$

$$q_{\text{тр}} = 1,1 \cdot 78500 \frac{3,14}{4} (1,02^2 - 0,992^2) = 3818,7 \frac{\text{Н}}{\text{м}};$$

где n – коэффициент надёжности по нагрузке ($n = 1,1$); $D_{\text{н}}$, $D_{\text{вн}}$ – наружный и внутренний диаметр трубопровода, м; $\gamma_{\text{ст}}$ – удельный вес стали ($\gamma_{\text{ст}} = 78500 \text{ Н/м}^3$).

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:

$$q_{\text{из}} = n \gamma_{\text{из}} \cdot \frac{\pi}{4} (D_{\text{из}}^2 - D_{\text{н}}^2) \quad (13)$$

$$q_{\text{из}} = 1,1 \cdot 600 \cdot 0,78 (1,12^2 - 1,02^2) = 110,8 \frac{\text{Н}}{\text{м}};$$

где n – коэффициент надёжности по нагрузке ($n=1,1$); $\gamma_{\text{из}}$ – удельный вес материала изоляции, для пенополиуретана $\gamma_{\text{из}} = 600 \text{ Н/м}^3$; $D_{\text{из}}$ и $D_{\text{н}}$ – 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:

$$\sigma_{\text{кц}} = \frac{n \cdot p \cdot D_{\text{вн}}}{2 \cdot \delta} = 285,2 \text{ МПа}; \quad (14)$$

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

$$\sigma_{\text{пр}} = \mu \cdot \sigma_{\text{кц}} = \mu \cdot \frac{n \cdot p \cdot D_{\text{вн}}}{2 \cdot \delta} = 85,6 \text{ МПа}; \quad (15)$$

где μ – коэффициент поперечной деформации (коэффициент Пуассона).

2. *Вес перекачиваемого продукта* на единицу длины трубопровода определяют по формуле:

$$q_{\text{пр}} = 10^{-4} \rho_{\text{н}} g \frac{\pi D_{\text{вн}}^2}{4}; \quad (16)$$

$$q_{\text{пр}} = 10^{-4} \cdot 8750 \cdot 9,81 \left(\frac{3,14 \cdot 0,992^2}{4} \right) = 0,66;$$

где $\rho_{\text{н}}$ – плотность транспортируемой нефти или нефтепродукта, Н/м³; g – ускорение свободного падения, $g = 9,81 \text{ м/с}^2$;

3. *Температурные воздействия*, которые вызывают продольные деформации трубопровода:

$$\varepsilon_t = \alpha \cdot \Delta t = 0,006; \quad (17)$$

где α – коэффициент линейного расширения, 1/°C; Δt – расчетный перепад температуры, обычно принимаемый для надземных трубопроводов равным $\pm 50 \text{ }^\circ\text{C}$.

При отсутствии продольных деформаций в трубопроводе возникают продольные растягивающие напряжения:

$$\sigma_{\text{прт}} = -\alpha \cdot E \cdot \Delta t = 123,6 \text{ МПа}; \quad (18)$$

где E – модуль упругости, МПа.

К кратковременным нагрузкам и воздействиям на трубопровод относят следующие:

1. *Снеговая нагрузка*, приходящаяся на единицу длины трубопровода:

$$q_{\text{сн}} = n \cdot \mu \cdot S_0 \cdot D_{\text{из}} = 1,4 \cdot 0,4 \cdot 150 \cdot 1,12 = 94,1 \frac{\text{Н}}{\text{м}^2}; \quad (19)$$

где n – коэффициент надежности по нагрузке ($n=1,4$); μ – коэффициент перехода от веса снегового покрова земли к снеговой нагрузке на трубопровод ($\mu=0,4$); S_0 – нормативное значение веса снегового покрова на 1 м² горизонтальной поверхности земли (принимается в зависимости от снегового района РФ).

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

$$q_{\text{лед}} = 0,17n\delta_{\text{лед}}D_{\text{из}}, \frac{\text{Н}}{\text{м}}; \quad (20)$$

где $\delta_{\text{лед}}$ – толщина слоя льда, принимается в соответствии с картой климатических районов гололедности, м.

$$q_{\text{лед}} = 0,17 \cdot 1,3 \cdot 0,02 \cdot 1,12 = 4,95 \frac{\text{Н}}{\text{м}};$$

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

$$q_{\text{в}} = n \cdot w_0 k \cdot c \cdot D_{\text{из}}, \frac{\text{Н}}{\text{м}}; \quad (21)$$

где $n = 1,2$; w_0 – нормативное значение ветрового давления Н/м^2 , определяемый по таблице 4; k – коэффициент учитывающий изменение ветрового давления по высоте и тип местности; c – аэродинамический коэффициент, $c = 0,5$.

Таблица – Значения ветрового давления по районам РФ

Ветровые районы РФ (принимаются по карте 1 приложения 1)	I	II	III	IV	V	VI	VII
w_0 , кПа (кгс/м^2)	0,23 (23)	0,30 (30)	0,38 (38)	0,48 (48)	0,60 (60)	0,73 (73)	0,85 (85)

ЯНАО относится к V ветровому району РФ, $w_0 = 0,6$ кПа.

$$q_{\text{в}} = 1,2 \cdot 600 \cdot 0,75 \cdot 0,5 \cdot 1,12 = 302,4 \frac{\text{Н}}{\text{м}}. \quad (22)$$

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:

$$q_{\text{в}} = q_{\text{тр}} + q_{\text{из}} + 0,95q_{\text{пр}} + 0,9(q_{\text{сн}} + q_{\text{лед}}) \quad (23)$$

$$q_B = 3818,7 + 110,8 + 0,95 \cdot 6,6 + 0,9(9,41 + 4,95) = 4024,9 \frac{\text{Н}}{\text{м}}$$

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

$$F_B \leq \frac{F_n}{\gamma_n}; \quad (24)$$

где F_B – вертикальная нагрузка на одну сваю, Н; F_n – несущая способность сваи, Н; γ_n – коэффициент надежности по грунту равный 1,4.

$$F_B = \frac{q_B L}{n}; \quad (25)$$

$$F_B = \frac{4024,9 \cdot 18}{2} = 36224,1 \text{ Н};$$

где n – число свай в опоре, L – расстояние между опорами трубопровода, м.

$$F_u = RA_n + R_a u_n (1 - 1_p); \quad (26)$$

где A_n – площадь поперечного сечения сваи, м^2 ; u_n – периметр сваи, м; 1 – глубина погружения сваи в грунт, м; l_p – длина изгибаемого участка сваи, расположенного в многолетнемерзлом грунте, м; R – расчетное давление на мерзлый грунт, определяемое по таблице 2 приложения 1, в зависимости от расчетной температуры T_c , Па; R_a – расчетное сопротивление мерзлого грунта сдвигу по поверхности смерзания, определяемое по таблице 3 приложения 1, в зависимости от расчетной температуры T_e , Па.

$$l_p = d_{co} + 1,5d_p; \quad (27)$$

$$l_p = 0,7 + 1,5 \cdot 0,426 = 1,42 \text{ м};$$

где d_{co} – мощность слоя сезонного оттаивания, м; d_p – наибольший линейный размер поперечного сечения сваи, м.

$$\begin{cases} T_c = (T_0 - T_{нз})\alpha_3 + T_{нз} \\ T_e = (T_0 - T_{нз})\alpha_e + T_{нз} \end{cases} \quad (28)$$

где T_0 – температура ММГ на глубине нулевых годовых теплооборотов, $^{\circ}\text{C}$; $T_{нз}$ – температура начала замерзания грунта, $^{\circ}\text{C}$; α_3 , α_e – безразмерные коэффициенты, определяемые по таблице 5 в зависимости от величины:

$$\mu = (1 - 1_p) \sqrt{\frac{c_f}{\lambda_f}}; \quad (29)$$

$$\mu = (8 - 1,42) \sqrt{\frac{638}{1,3}} = 145,8;$$

где $cf = 638 \text{ Втч}/(\text{м}^3\text{°C})$ – объемная теплоемкость ММГ, $\lambda_f = 1,3 \text{ Вт}/(\text{м °C})$ – коэффициент теплопроводности ММГ.

Таблица – Значения коэффициентов α_e, α_z

μ	0,0	25	50	75	100	125	150	175	250	300
α_z	0,0	0,34	0,67	0,85	0,95	1,01	1,03	1,03	1,01	1,00
α_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 $\alpha_z = 1,03$, $\alpha_e = 0,74$.

$$T_c = (-1,65 + 0,9)1,03 - 0,9 = -1,7 \text{ °C};$$

$$T_e = (-1,65 + 0,9)0,74 - 0,9 = -1,5 \text{ °C};$$

Значения R и R_a принимаем в зависимости от расчетных температур T_c, T_e согласно таблицам 2,3 приложения 1, $R = 0,75 \text{ МПа}$, $R_a = 0,13 \text{ МПа}$.

$$F_u = 750000 \cdot 1,4 + 130000 \cdot 1,34(9 - 1,42) = 1425 \text{ кН};$$

$$36,22 \text{ кН} \leq \frac{1425}{1,4} \text{ кН};$$

$$36,22 \text{ кН} \leq 1017,8 \text{ кН}.$$

Предельное условие устойчивости свайного фундамента на действие вертикальной нагрузки выполняется.

Теперь рассмотрим проверку устойчивости свайного фундамента на действие горизонтальной нагрузки. Расчет заключается в определении напряжения в грунте от изгиба сваи и его сопоставлении с прочностью грунта на сдвиг. Предельное условие имеет вид:

$$\sigma_z \leq \frac{4}{\cos \varphi} (g \cdot \rho_{\text{гг}} \cdot z \cdot \text{tg} \varphi + 0,3c); \quad (30)$$

где σ_z – напряжение в грунте в критической точке z , Па; $\rho_{\text{гг}}$, φ , c – соответственно плотность, $\text{кг}/\text{м}^3$, угол внутреннего трения, рад, сцепление талого грунта слоя сезонного оттаивания, Па.

4 Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение

4.1 Анализ перспективности исследования

Актуальность исследования обусловлена перспективностью освоения месторождений и развития систем трубопроводного транспорта на территориях, где наличие многолетнемерзлых грунтов является распространенным явлением. Однако перспективность исследования обуславливается не только актуальностью рассматриваемой проблемы, но и степенью проработанности всех вопросов, касающихся планирования и проведения исследования, а также внедрения результатов его результатов в производство. Для оценки перспективности исследования был проведен SWOT-анализ проекта, а также анализ степени готовности проекта к коммерциализации.

4.1.1 SWOT-анализ

SWOT-анализ представляет собой комплексный анализ научно-исследовательского проекта, заключающийся в выявлении факторов внешней и внутренней среды, оказывающих влияние на реализацию проекта. Факторы делятся на четыре категории: Strengths (сильные стороны), Weaknesses (слабые стороны), Opportunities (возможности) и Threats (угрозы).

Сильные стороны – это факторы, характеризующие конкурентоспособную сторону научно-исследовательского проекта. Слабые стороны – это недостатки, упущения или ограничения научно-исследовательского проекта, которые препятствуют достижению его целей. Возможности включают в себя любую предпочтительную ситуацию, возникающую в условиях окружающей среды проекта, которая поддерживает спрос на результаты проекта.

Угрозы – это нежелательные ситуации, тенденции или изменение в условиях окружающей среды проекта, которые имеют угрожающий характер для его конкурентоспособности.

Результаты SWOT-анализа исследования, проведенного в рамках данной выпускной квалификационной работы, представлены в таблице 1.

Таблица 1 – Матрица SWOT

	Сильные стороны проекта: С1. Применяемые методики соответствуют требованиям нормативных документов С2. Простота расчетов не требует специальной аппаратуры С3. Экономическая эффективность и ресурсоэффективность проекта С4. Экологичность проекта С5. Обеспечивается эксплуатационная надежность объекта исследования С6. Относительно низкая стоимость реализации проекта	Слабые стороны проекта: Сл1. Сложность верификации результатов исследования Сл2. Условия, в которых должен находиться объект исследования, имеют ограничения Сл3. Исследованы только типовые технические решения Сл4. Возможная недостоверность некоторых исходных данных Сл5. Результаты исследования не могут быть напрямую применены для других объектов
Возможности: В1. Использование инновационной структуры ТПУ В2. Сотрудничество с заинтересованными компаниями В3. Повышение спроса на продукт В4. Рост стоимости материалов и работ В5. Раскрытие информации по реализованным проектам	1. Использование базы ТПУ и опыта нефтегазовых компаний для развития проекта, повышения его экономической эффективности и экологичности 2. Учет пожеланий заказчиков при соблюдении требований нормативных документов 3. Отслеживание текущей стоимости материалов и работ для поддержания актуальности проекта 4. Корректировка методов расчетов для приведения результатов в соответствие с фактическими данными	1. Развитие возможностей применения проекта для различных условий и исходных данных 2. Использование исходных данных, полученных от компаний-партнеров 3. Создание электронной программы для удобства использования проекта 4. Поиск новых ресурсоэффективных технологий 5. Корректировка исходных данных и проверка достоверности результатов исследования

Продолжение таблицы 1

Угрозы: У1. Конкуренция с подобными проектами У2. Отказ нефтегазовых компаний от освоения районов криолитозоны У3. Изменение нормативно-правовой базы У4. Изменение климатических условий, в которых находится объект исследования У5. Появление новых технологий	1. Развитие проекта при поддержании конкурентной стоимости 2. Переориентация проекта на другие отрасли промышленности 3. Постоянное отслеживание изменений в законодательстве 4. Создание возможности легкой корректировки исходных данных исследования 5. Постоянное отслеживание появления новых научных разработок по теме исследования	1. Создание продукта, позволяющего производить расчет объектов с различными свойствами, находящихся в различных условиях 2. Развитие проекта для возможности исследования объектов других отраслей промышленности 3. Развитие проекта для возможности исследования новых технических решений
---	--	--

Результаты анализа учитываются при разработке структуры работ, выполняемых в рамках научно-исследовательского проекта.

4.1.2 Оценка готовности проекта к коммерциализации

На какой бы стадии жизненного цикла не находилась научная разработка полезно оценить степень ее готовности к коммерциализации и выяснить уровень собственных знаний для ее проведения (или завершения). Для этого необходимо заполнить специальную форму, содержащую показатели о степени проработанности проекта с позиции коммерциализации и компетенциям разработчика научного проекта. Результаты анализа степени готовности приведены в таблице 12.

Таблица 2 – Оценка степени готовности научного проекта к коммерциализации

№ п/п	Наименование	Степень проработанности научного проекта	Уровень имеющихся знаний у разработчика
1	Определен имеющийся научно-технический задел	4	4
2	Определены перспективные направления коммерциализации научно-технического задела	5	4
3	Определены отрасли и технологии (товары, услуги) для предложения на рынке	4	4

№ п/п	Наименование	Степень проработанности научного проекта	Уровень имеющихся знаний у разработчика
4	Определена товарная форма научно-технического задела для представления на рынок	2	2
5	Определены авторы и осуществлена охрана их прав	3	3
6	Проведена оценка стоимости интеллектуальной собственности	1	1
7	Проведены маркетинговые исследования рынков сбыта	4	4
8	Разработан бизнес-план коммерциализации научной разработки	3	3
9	Определены пути продвижения научной разработки на рынок	3	4
10	Разработана стратегия (форма) реализации научной разработки	4	5
11	Проработаны вопросы международного сотрудничества и выхода на зарубежный рынок	2	2
12	Проработаны вопросы использования услуг инфраструктуры поддержки, получения льгот	1	1
13	Проработаны вопросы финансирования коммерциализации научной разработки	3	4
14	Имеется команда для коммерциализации научной разработки	4	5
15	Проработан механизм реализации научного проекта	3	3
ИТОГО БАЛЛОВ		44	45

Значение суммарного балла позволяет говорить о мере готовности научной разработки и ее разработчика к коммерциализации. Значение степени проработанности научного проекта составило 44, что говорит о средней перспективности, а знания разработчика достаточны для успешной ее коммерциализации. Значение уровня имеющихся знаний у разработчика составило 45 – перспективность выше среднего.

По результатам оценки можно сказать, что в первую очередь необходимо проработать вопросы использования услуг инфраструктуры поддержки, получения льгот, а также вопросы оценки стоимости

интеллектуальной стоимости и защиты авторского права. Следующей задачей будет разработка бизнес-плана коммерциализации научной разработки. Также необходимо более тщательно проработать вопросы международного сотрудничества и выхода на зарубежный рынок.

4.2 Планирование научно-исследовательских работ

В рамках планирования научного проекта необходимо построить календарный график проведения научно-исследовательских работ. Для построения графика необходимо составить план выполнения проекта с указанием вида работы, длительности их исполнения и участников, ответственных за исполнение каждого пункта плана.

Наиболее удобным и наглядным представлением плана проекта является построение ленточного графика проведения научных работ в форме диаграммы Ганта. Диаграмма Ганта – горизонтальный ленточный график, на котором работы по теме представляются протяженными во времени отрезками, характеризующимися датами начала и окончания выполнения данных работ. Для удобства отображения каждый месяц разделен на декады.

Диаграмма Ганта для проекта исследования в рамках данной выпускной квалификационной работы представлена в таблице 3.

Таблица 3 – Диаграмма Ганта

Вид работ	Исполнители	Длительность работ, дни	Продолжительность выполнения работ														
			Январь			Февраль			Март			Апрель			Май		
			1	2	3	1	2	3	1	2	3	1	2	3	1	2	3
Выбор темы исследования	Радюк К.Н. Дауылбаев А.Б.	7															
Обзор литературы по теме исследования	Дауылбаев А.Б.	43															
Постановка целей и задач, определение исходных данных	Радюк К.Н.	7															
Выполнение расчетов в рамках исследования	Дауылбаев А.Б.	41															
Обсуждение результатов	Радюк К.Н. Дауылбаев А.Б.	14															
Оформление расчетно-пояснительной записки	Дауылбаев А.Б.	16															

■ – Бакалавр
■ – Руководитель

4.3 Оценка экономической эффективности реализации результатов исследования

Одной из сильных сторон проекта была указана его экономическая эффективность, которая заключается в экономии ресурсов при строительстве линейной части магистрального нефтепровода на многолетнемерзлых грунтах за счет дифференцированного подхода к выбору способа прокладки и инженерной защиты в зависимости от конкретных условий. Однако данный тезис должен быть подтвержден результатами экономических расчетов.

Интегральный показатель финансовой эффективности показывает во сколько раз применение оптимального варианта удешевляет строительство по сравнению с самой дорогой из предложенных технологий, которая при отсутствии дифференцированного подхода могла быть применена в данных условиях. Интегральный финансовый показатель определяется отдельно для различных условий – индивидуально для каждого из рассматриваемых грунтов.

Для определения интегрального финансового показателя необходимо рассчитать сметную стоимость строительства участка магистрального нефтепровода на рассматриваемых многолетнемерзлых грунтах в различных вариантах исполнения: для надземной и подземной прокладки с различными техническими решениями по инженерной защите.

4.3.1 Расчет сметной стоимости строительства участка нефтепровода

Сметная стоимость строительства – это сумма денежных средств, определяемых сметными расчетами в соответствии с проектными данными и сметно-нормативной базой. Действующая методическая и сметно-нормативная база позволяет определять стоимость строительства на всех стадиях разработки предпроектной и проектно-сметной документации. На предпроектной стадии выполняют технико-экономическое обоснование для обоснования экономической целесообразности проектирования и возведения объекта.

Сметную стоимость строительно-монтажных работ определяют на основании расчета прямых затрат (на материалы, оплату труда и использования строительных машин), суммы социальных отчислений и накладных расходов.

Для расчета прямых затрат на строительно-монтажные работы необходимо, основываясь на результатах, полученных в подразделе 3.3, учитывая рекомендации, данные в работах [27, 31], определить объем работ и количество используемых материалов при подземной и надземной прокладке нефтепровода на участке многолетнемерзлого грунта протяженностью 300 м. Путем умножения объема работ и количества материалов на их стоимость рассчитываются прямые затраты на строительство.

В данной выпускной квалификационной работе сметная стоимость строительства участка магистрального нефтепровода на многолетнемерзлом грунте рассчитывается ресурсно-индексным методом, предложенный в работе [32]. Ресурсно-индексный метод заключается в калькулировании стоимости по базовым ценам с учетом индексов цен ресурсы. В качестве базовых принимают цены на 01.01.2001 г. Значения индексов цен принимаются в соответствии с [33], их величины на первый квартал 2017 года для Эвенкийского района Красноярского края представлены в РД [15].

Единичные расценки на работы и материалы в текущих ценах определяются по данным [34] с учетом индексов, представленных в таблице 11.

Для выбранного района строительства единичные расценки на материалы и оборудование с учетом доставки на первый квартал 2016 года представлены в таблице 5.

Таблица 4 – Единичные расценки на материалы и оборудование

Наименование	Количество	Стоимость, руб.
Песок строительный	1 м ³	1551,5
Плиты пенополистирольные сегментные	1 м ³	13890,0
Труба стальная	1 м	16298,8
Труба стальная в заводской тепловой изоляции	1 м	17999,3
Опора надземного трубопровода	1 шт.	63216,8
Свая бетонная с обсадной колонной	1 м	4613,9
Термостабилизатор	1 шт.	55 678,9

Для выбранного района строительства единичные расценки на строительно-монтажные работы на первый квартал 2016 года представлены в таблице 5.

Таблица 5 – Единичные расценки на строительно-монтажные работы

Наименование	Количество	Оплата труда рабочих, руб.	Эксплуатация машин, руб.	Оплата труда машинистов, руб.	Общая стоимость, руб.
Рытье траншеи экскаватором на глубину 1,6 м	1 км	45943,5	550532,6	99088,8	695564,9
Рытье траншеи экскаватором на каждые следующие 0,2 м	1 км	11371,8	99203,8	17843,8	128419,4
Разработка грунта экскаватором	1000 м ³	1142,8	46700,9	8243,1	56086,9
Засыпка траншеи бульдозером	1000 м ³	-	25539,2	6635,4	32174,6
Укладка тепловой изоляции на дно траншеи	1 м ³	1773,3	738,6	-	2511,9
Сварка стыков	1 шт.	2229,6	2450,3	230,4	4910,3
Ультразвуковой контроль сварных швов	1 шт.	1284,0	196,3	50,8	1531,2
Укладка подземного трубопровода	100 м	46716,1	114297,9	7563,1	168577,2
Установка свай	1 м	745,2	2899,1	460,4	4104,5
Монтаж свайных опор	1 шт.	8457,7	16536,6	214,6	25208,9
Монтаж надземного трубопровода	100 м	42796,8	171841,3	12338,7	226976,7

Расчет сметной стоимости строительства участка подземного нефтепровода на грунте «23» без проведения мероприятий инженерной защиты представлен в таблице 6.

Таблица 6 – Сметная стоимость строительства участка нефтепровода

Материалы					
Наименование		Количество		Стоимость, руб.	
Труба стальная		300 м		4889630,1	
Песок строительный		225,9 м ³		350483,9	
				5240114,0	
Строительно-монтажные работы					
Наименование	Количество	Стоимость, руб.			
		Оплата труда рабочим	Эксплуатация машин	Оплата труда машинистов	Общая
Рытье траншеи экскаватором на глубину 1,6 м	0,3 км	13783,1	165159,8	29726,6	208669,5
Рытье траншеи экскаватором на следующие 1,5 м	0,3 км	25586,6	223208,6	40148,6	288943,8
Разработка грунта экскаватором	225,9 м ³	258,2	10549,7	1862,1	12670,0
Засыпка траншеи бульдозером	1160 м ³	-	29625,5	7697,1	37322,6
Сварка стыков	31 шт.	69117,6	75959,3	7142,4	152219,3
Ультразвуковой контроль сварных швов	31 шт.	39804,0	6085,3	1574,8	47464,1
Укладка подземного трубопровода	300 м	140148,3	342893,7	22689,3	505731,3
		288697,8	853481,9	110840,9	1253020,6
Страховые взносы					
Фонд оплаты труда, руб.		Размер, % от фонда оплаты труда		Сумма, руб.	
399538,7		30		119861,6	
Накладные расходы					
Сметная стоимость, руб.		Размер, % от сметной стоимости		Сумма, руб.	
6612996,2		15		991949,4	
Итог					
Материалы, руб.	Эксплуатация машин и оборудования, руб.	Заработная плата, руб.	Социальные отчисления, руб.	Накладные расходы, руб.	
5240114,0	853481,9	399538,7	119861,6	991949,4	
Условная сметная стоимость, руб.				7604990,6	

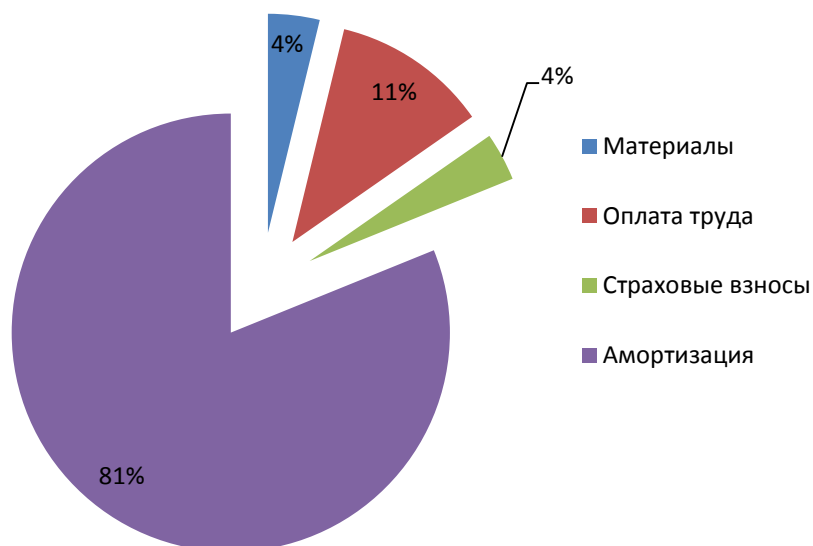


Рис.1 Структуры затрат на выполнение работ

Актуальность исследования обусловлена перспективностью освоения месторождений и развития систем трубопроводного транспорта на территориях, где наличие многолетнемерзлых грунтов является распространенным явлением. Однако перспективность исследования обуславливается не только актуальностью рассматриваемой проблемы, но и степенью проработанности всех вопросов, касающихся планирования и проведения исследования, а также внедрения результатов его результатов в производство. Для оценки перспективности исследования был проведен SWOT-анализ проекта, а также анализ степени готовности проекта к коммерциализации.

5 Социальная ответственность.

Методика выбора оптимального способа прокладки линейной части магистрального нефтепровода в районах островного распространения многолетнемерзлых грунтов, реализуемая работе, основывается не только на экономической эффективности внедрения результатов исследования в производство. Обязательным условием применения технологии прокладки и инженерной защиты трубопровода является обеспечения требуемых параметров напряженно-деформированного состояния сооружения в течение всего срока эксплуатации. Это необходимо для обеспечения безаварийной эксплуатации магистрального нефтепровода и, следовательно, сведения к минимуму негативного воздействия объекта исследования на экологическую обстановку района прокладки.

В данном разделе выпускной квалификационной работы проведен анализ возможных опасных и вредных факторов, которые могут возникнуть при эксплуатации объекта исследования и даны рекомендации по обеспечению производственной безопасности. Определена степень влияния магистрального нефтепровода на окружающую среду в штатных условиях эксплуатации. Также рассмотрен вариант чрезвычайной ситуации на объекте, рассчитан возможный ущерб, наносимый окружающей среды и перечислены меры по ликвидации последствий происшествия и профилактике их возникновения в будущем.

5.1 Производственная безопасность

Производственная безопасность – это система организационных мероприятий и технических средств, уменьшающих вероятность воздействия на работающих опасных и вредных производственных факторов до приемлемого уровня. Опасными производственными факторами называются факторы, способные при определенных условиях вызывать острое нарушение здоровья и гибели человека. К вредным производственным факторам относят факторы, влияние которых на работников может повлечь их заболевание, снижение уровня работоспособности или отрицательное воздействие на будущее потомство.

Согласно данным [35] при эксплуатации участка линейной части магистрального нефтепровода в штатном режиме сотрудниками линейной эксплуатационной службы осуществляются следующие работы по техническому обслуживанию: периодический технический осмотр (обход и объезд) и выполнение

земляных работ по устранению незначительных размывов и просадок грунта засыпки трубопровода. Перечень опасных и вредных производственных факторов, воздействие которых возможно при выполнении перечисленных работ представлен в таблице 1.

Таблица 1 – Опасные и вредные факторы при эксплуатации объекта исследования

5.1.1 Анализ вредных производственных факторов

5.1.1.1 Отклонение показателей микроклимата на открытом воздухе

Эвенкийский район Красноярского края характеризуется резко континентальным климатом со значительными годовыми и суточными колебаниями температур, суровой зимой.

Источником формирования данного вредного производственного фактора могут являться плохие метеорологические условия, в результате которых возможно

Наименование видов работ	Факторы (ГОСТ 12.0.003 – 74 ССБТ с измен. 1999 г.)		Нормативные документы
	Вредные	Опасные	
1. Технический осмотр трубопровода (обход, объезд) 2. Земляные работы по устранению незначительных размывов и просадок грунта	1. Отклонения показателей микроклимата на открытом воздухе 2. Тяжесть и напряженность физического труда 3. Повреждения в результате контакта с насекомыми, клещами	1. Движущиеся машины и механизмы 2. Пожаро- и взрывоопасность 3. Повреждения в результате контакта с хищными животными и пресмыкающимися	ГОСТ 12.1.004-91 [37] ГОСТ 12.1.005-88 [38] ГОСТ 12.1.008-76 [39] ГОСТ 12.1.010-76 [40] ГОСТ 12.2.011-2012 [41] ГОСТ 12.4.011-89 [42] СанПиН 2.2.2776-10 [43]

отклонение показателей микроклимата в рабочей зоне. Отклонение показателей микроклимата может привести к ухудшению общего самочувствия рабочего и стать причиной заболевания.

Оптимальный климат характеризуется сочетанием таких параметров, которые обуславливают сохранение нормального функционального состояния организма. При отклонении показателей микроклимата на открытом воздухе, рабочие должны быть обеспечены средствами индивидуальной защиты, которые предусмотрены отраслевыми нормами и соответствуют времени года. При определенной температуре воздуха и скорости ветра в холодное время года работы приостанавливаются в соответствии с постановлением [44]. Значения показателей, при которых прекращаются работы на открытом воздухе, представлены в таблице 2.

Таблица 2 – Значения показателей, при которых прекращаются работы на открытом воздухе

Скорость ветра, м/сек	Температура воздуха, воздуха, °С	
	предоставить перерывы для обогрева и отдыха	прекратить работу
при безветренной погоде	-39	-40
от 5 до 10	-34	-35
от 10 до 14	-24	-25
от 15 до 19	-14	-15
от 20 до 22	-4	-5
22 и более		независимо от температуры воздуха

В зимний и летний период при работе на открытом воздухе для предотвращения перегрева или переохлаждения рабочие должны быть обеспечены средствами индивидуальной защиты, которые предусмотрены отраслевыми нормами и соответствуют времени года. Используемая рабочая одежда должна соответствовать сезону года и конкретным погодным условиям.

5.1.1.2 Тяжесть и напряженность физического труда

Магистральный нефтепровод, прокладываемый в рассматриваемом районе, характеризуется большой протяженностью и значительной удаленностью его участков от населенных пунктов. В связи с этим, работникам линейной эксплуатационной службы длительное время приходится проводить в командировках, что сопровождается тяжелым и напряженным трудом. Основным при выполнении работ является физический труд, в результате которого происходит утомление мышц и снижение мышечной деятельности человека. Тяжелый и напряженный физический труд может повлиять на общее самочувствие рабочего и привести к развитию различных заболеваний.

Для работника линейной эксплуатационной службы согласно [43] допустимые показатели физической нагрузки имеют следующие значения:

- Физическая динамическая нагрузка до 46 кг·м;
- Масса поднимаемого и перемещаемого груза вручную до 30 кг;
- Стереотипные рабочие движения до 40000 за смену;
- Наклоны корпуса до 100 за смену;
- Перемещения в пространстве до 8 км по горизонтали, до 2,5 км по вертикали.

Для снижения результатов воздействия данного фактора необходимо чередование периодов работы и отдыха. У людей, занятых тяжелым и напряженным физическим трудом, должен быть нормированный рабочий день с обеденным перерывом и периодическими кратковременными перерывами, а также должна быть увеличена заработная плата и продолжительность отпуска.

5.1.1.3 Повреждения в результате контакта с насекомыми и клещами

Воздействие насекомых и клещей на человеческий организм является биологическим вредным производственным фактором. Это связано с тем, что укусы насекомых могут повлечь за собой аллергическую реакцию различной степени, а клещи являются разносчиками таких опасных заболеваний, как клещевой энцефалит, боррелиоз и др. Данный вредный производственный фактор проявляется в определенный период года (с мая по сентябрь), однако может оказывать существенное негативное влияние на общее самочувствие работника и вызывать различные заболевания.

Для снижения воздействия данного вредного фактора необходимо производить определенные профилактические меры, а также обеспечить готовность к устранению последствий укусов насекомых и клещей.

К профилактическим мерам относится вакцинация всех работников линейной эксплуатационной службы от клещевого энцефалита и других вирусных заболеваний, а также применение репеллентов и плотной спецодежды с накомарниками и манжетами, плотно прилегающими к телу.

На случай множественных укусов насекомых у бригады, выехавшей на трассу нефтепровода, с собой должны быть лекарственные препараты снижающие аллергическую реакцию, а также мази для снижения воспаления мест укусов.

5.1.2 Анализ опасных производственных факторов

5.1.2.1 Движущиеся машины и механизмы

Перечисленные работы, выполняемые сотрудниками линейной эксплуатационной службы, обычно осуществляется без специальных машин и оборудования. Однако данный опасный производственный фактор имеет большое влияние, поскольку при техническом обслуживании линейной части магистрального нефтепровода бригады работников ежедневно преодолевают значительное расстояние на автомобильном транспорте.

Дорожно-транспортные происшествия являются одним из основных источников производственных травм и смертности в компаниях по транспорту нефти и нефтепродуктов. Для снижения воздействия данного опасного фактора необходимо предпринимать следующие меры:

- Осуществлять контроль технического состояния транспортных средств;
- Производить ежедневную проверку состояния здоровья водителей;
- Не допускать нарушения условий труда и отдыха водителей;
- Требовать строго соблюдения правил дорожного движения от водителей и пассажиров.

5.1.2.2 Пожаро-опасность и взрывоопасность

Нефть является горючей жидкостью, пары которой воспламеняются при внесении в их среду открытого пламени. Однако на линейной части магистрального нефтепровода воспламенение нефти возможно лишь при ее утечке из трубы. Утечка

может быть вызвана разрушением трубопровода из-за развития дефектов трубы, нарушения ее напряженно-деформированного состояния, случайного или преднамеренного повреждения трубопровода.

Утечку нефти можно определить по повышению концентрации паров нефти в воздухе. Для своевременного обнаружения утечек перед началом выполнения работ необходимо производить контроль газовоздушной смеси. Предельно – допустимая концентрация паров нефти и газов в рабочей зоне не должна превышать по санитарным нормам 300 мг/м³.

Также для устранения возможности воспламенения паров нефти работниками линейной эксплуатационной службы должны строго соблюдаться правила пожарной безопасности для газоопасных работ. К ним относятся:

- Запрет на использование открытого огня в т. ч. курение;
- Применение искробезопасного ручного инструмента;
- Применение электроинструмента во взрывозащищенном исполнении.

5.1.2.3 Повреждения в результате контакта с хищными животными и пресмыкающимися

Эвенкийский район Красноярского края характеризуется низкой плотностью населения и большими расстояниями между населенными пунктами, что обуславливает богатство животного мира региона, в том числе наличие крупных хищных животных и ядовитых змей.

Столкновение сотрудников линейной эксплуатационной службы с этими животными вполне вероятно при работе на трассе нефтепровода в определенные периоды года и может привести к получению травм и, в отдельных случаях, к летальному исходу.

Для устранения негативного воздействия данного опасного фактора необходимо обеспечить персонал обувью, защищающей от укусов змей, а также спецсредствами, позволяющими отпугивать диких животных, которые намерены напасть на работников. На случай нападения животных и укусов змей у бригады, работающей на трассе, с собой должны находиться сыворотка от змеиного яда, а также средства для оказания первой помощи при переломах и рваных ранах. Все сотрудники должны уметь оказывать первую медицинскую помощь.

5.2 Экологическая безопасность

На современном этапе отношение человека к природе в нашей стране регулируются нормативным документом [44]. Данный документ определяет правовые основы государственной политики в области охраны окружающей среды, обеспечивающие сбалансированное решение социально-экономических задач, сохранение благоприятной окружающей среды, биологического разнообразия и природных ресурсов в целях удовлетворения потребностей нынешнего и будущих поколений, укрепления правопорядка в области охраны окружающей среды и обеспечения экологической безопасности.

Экологическая опасность предприятий трубопроводного транспорта углеводородов связана с некоторыми свойствами перекачиваемого продукта. Нефть и нефтепродукты легко воспламеняются, имеют низкую температуру вспышки, способны накапливать электрические заряды, образуют с серой пиррофорные соединения, способные самовозгораться при попадании на воздух, углеводородные газы взрывоопасны и токсичны, тяжелее воздуха и способны скапливаться в пониженных местах (котлованах, колодцах, приямках, оврагах) и продолжительное время удерживаться там [35].

5.2.1 Защита атмосферы

Загрязнение атмосферы при эксплуатации линейной части магистрального нефтепровода возможно при аварийных разливах нефти. При попадании нефти на воздух происходит испарение ее фракций, многие из которых обладают токсическими и раздражительными свойствами. В случае возгорания разлившейся нефти также образуются токсичные вещества, опасные для живых организмов.

Для предотвращения аварийных разливов нефти необходимо повышать эксплуатационную надежность магистрального нефтепровода.

5.2.2 Защита гидросферы

При попадании в водный объект нефти и нефтепродуктов погибает часть фауны в зоне распространения нефтяного пятна, загрязняются его берега. Тяжесть последствий при разливе нефтепродуктов определяется соотношением между размерами водоема и количеством попавшей в него нефти. Последствия такого воздействия могут ощущаться длительное время.

Часть компонентов испаряется с поверхности, другая – растворяется в воде, а оставшаяся оседает на дно, что приводит к отравлению флоры и фауны на больших участках. Известно, что один литр нефти способен испортить миллион литров воды настолько сильно, что она становится непригодной для жизни живых организмов и хозяйственного потребления. Содержание только 0,2 мг/л нефти придает воде специфический запах, который не исчезает даже при ее хлорировании и фильтровании. Один грамм нефти убивает все живое в 1 м³ воды. Одна капля нефти образует на поверхности воды пятно диаметром 150 см, являющееся существенной преградой для газообмена между воздухом и водой. Попадая на пойму, нефтепродукты загрязняют нерестилища, что особенно опасно для рек, славящихся ценными породами рыб. Нефтяные масла могут распространяться на расстояние более 300 км от источника, образуют пленку, изолирующую и затрудняющую газообмен. Уменьшается проникновение света, необходимого для фотосинтеза, а также снижается скорость переноса кислорода и углекислого газа через пленку. Пленка нефти обладает большой подвижностью, стойка к окислению. Средние фракции нефти образуют взвешенную водную эмульсию, а тяжелые оседают на дно водоемов, вызывая токсическое поражение придонной фауны.

Наряду с загрязнением нефтепродуктами рек и морей может происходить загрязнение подземных вод, состав и физические свойства которых ухудшаются по сравнению с подземными водами данного района, не затронутого антропогенным влиянием. Загрязнение подземных вод нефтепродуктами не только ухудшает качество воды, делая ее непригодной для питьевых и других целей, но также может привести к взрывам и пожарам.

При аварийном разливе нефти по водной поверхности решаются три основные задачи: локализация, сбор и удаление нефти с поверхности воды. Причем все они должны решаться быстро, так как с потерей времени решение их осложняется вследствие того, что в попавшей в водоемы нефти происходит химическое и биологическое окисление, испарение легких фракций.

Разработан комплекс методов и средств очистки водных объектов от нефти. Основным способом сбора нефти с поверхности воды является установка боновых заграждений и нефтесборщиков. Боновые заграждения удерживают нефть от растекания и направляют ее к нефтесборщику. Нефтесборщик собирает нефтяную

пленку, с помощью насосов собранная нефть откачивается в подготовленные емкости.

Сбор и удаление нефти с поверхности воды осуществляют также скиммерами (сепараторами) различной конструкции, сорбирующими материалами, а также поверхностно-активными веществами.

5.2.3 Защита литосферы

Попадание нефти и нефтепродуктов в почву приводит к снижению биологической продуктивности ее и фитомассы растительного покрова. Характер и степень влияния нефти и нефтепродуктов определяются видовым составом растительного покрова, временем года и другими факторами.

Наиболее токсичными являются нафтенные и керосиновые фракции. Углеводороды с меньшей температурой кипения оказываются низкотоксичными, поскольку испаряются с поверхности растений, не успевая проникнуть через растительную ткань.

В отличие от районов с относительно умеренным климатом, загрязнение нефтью и нефтепродуктами на Крайнем Севере характеризуется более серьезными последствиями. Низкие температуры воздуха и почвы, сильные ветры, небольшая продолжительность летнего теплого периода, во время которого активизируются биологические процессы, обуславливают чрезвычайно сложный режим функционирования наземного растительного покрова. Поэтому всякое нарушение этого режима может привести к необратимым процессам. Период самовосстановления растительного покрова после загрязнения нефтью для северных условий составляет от 10 до 15 лет.

Эксплуатация трубопроводов в северных районах и без аварийных разливов оказывает влияние на литосферу. Проходка траншей локально изменяет режим питания растительного покрова влагой, нарушает теплофизическое равновесие, растопляет многолетнемерзлые грунты, приводит к гибели чувствительный к механическому и другому воздействиям растительный покров малоземельной тундры. При растоплении происходит процесс эрозии. Эрозия наносит ущерб окружающей среде втрое: разрушает естественные или созданные в сооружениях геометрические формы, следствием чего обычно становится утрата устойчивости и эстетические дефекты; перемещает грунтовые частицы во

взвешенном состоянии в водных потоках, создавая отложения частиц в местах сноса вследствие смыва грунта с обочин, образование промоин, загрязняя земли, ухудшая плодородие почвы.

Для предотвращения воздействия на литосферу используют технические решения по тепловой изоляции труб и надземной прокладке трубопровода, исследованию которых и посвящена данная выпускная квалификационная работа.

5.3 Безопасность в чрезвычайных ситуациях

Чрезвычайная ситуация – это обстановка, сложившаяся на определенной территории или акватории в результате аварии, опасного природного явления, катастрофы, стихийного или иного бедствия, которая может повлечь или повлекла за собой человеческие жертвы, ущерб здоровью людей или окружающей природной среде, значительные материальные потери и нарушение условий жизнедеятельности людей. Аварией на магистральном нефтепроводе считается внезапный вылив или истечение нефти в результате полного разрушения или повреждения магистрального нефтепровода, резервуаров, оборудования, сопровождаемые одним или несколькими событиями:

- Смертельным травматизмом людей;
- Травматизмом людей с потерей трудоспособности;
- Воспламенением нефти или взрывом ее паров;
- Загрязнением рек и других водоемов сверх установленных нормативов;
- Утечкой нефти объемом 10 м³ и более.

5.3.1 Очистка и рекультивация земель после аварийного разлива нефти

После сбора разлитой нефти часть ее остается сорбированной на почве и остатках растительности. Она частично выветривается, а при более длительных сроках – частично или полностью битуминизируется, покрывая почву плотной коркой.

Для ликвидации нефтяного загрязнения земель рекомендуется полное удаление загрязненного грунта с последующей его очисткой. Для очистки рекомендована экстракция нефти органическими растворителями, а при наличии благоприятных условий – биохимическое разложение углеводородов нефти почвенной микрофлорой. В качестве биохимических методов очистки собранного с

разливов грунта предлагается устройство орошения полей, компостирование либо просто разбрасывание на почве нефтесодержащих отходов с последующим их самоочищением.

В случае проникновения разлитой нефти в толщу грунта следует принимать дополнительные меры для обеспечения аэрирования всей его толщи. Наиболее распространенным способом аэрации загрязненного нефтью грунта является его рыхление фрезерованием или перепашка на всю глубину проникновения нефти. При этом достигается эффект снижения концентрации нефти в грунте за счет смешения нефтезагрязнённого грунта с незагрязненным или менее загрязненным из нижележащих его слоев.

После снижения содержания нефтепродуктов в почве на рекультивируемых участках до значений, обеспечивающих возможность роста и размножения наиболее нефтестойких зеленых растений, приступают к фиторекультивации загрязненных земель. В естественных условиях, после предварительного сбора разлитой нефти при низкой степени остаточного загрязнения грунтов, самопроизвольное заселение пионерных видов растений, наиболее устойчивых к нефтяному загрязнению, начинается уже к окончанию первого года рекультивации, даже без предварительного рыхления почв.

После посева на участке должны вестись длительные наблюдения за ростом трав. По достижении устойчивого нормативного общепроективного покрытия участка, его рекультивация считается завершённой, а участок может быть представлен к сдаче. Дальнейшее самоочищение почвы на участке будет происходить самопроизвольно на протяжении многих лет. При этом рекультивированный участок должен быть обозначен вешками и аншлагами, запрещающими сбор ягод, грибов, сенокошение, выращивание продуктов питания и корма для животных. Снятие этих ограничений возможно только после проведения специальных исследований, подтверждающих экологическую безопасность почв и растительности на участке.

Заключение

Освоение районов Крайнего Севера, имеющих климатические и геологические особенности, приводят к необходимости изучения и исследования комплекса мероприятий по сооружению нефтепроводной системы в рассматриваемых условиях.

В работе проведена оценка тепловых и механических взаимодействий надземного нефтепровода и многолетнемерзлого грунта.

Определены нагрузки и воздействия, действующие на трубопроводную систему.

Полученные результаты позволяют сделать следующие выводы:

Максимальные напряжения в моделях надземного нефтепровода удовлетворяют условиям прочности;

Рассмотрены особенности прокладки трубопровода в условиях вечной мерзлоты и определили необходимые параметры в зависимости от условий эксплуатации и окружающей среды.

Рассчитана толщина стенки, проверены условия прочности и устойчивости надземного нефтепровода.

Проанализированы нагрузки и воздействия, возникающие в трубопроводе.

СПИСОК ИСПОЛЬЗУЕМЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Распоряжение П. Р. Ф. от 13.11.2009 № 1715-р «Об Энергетической стратегии России на период до 2030 года» // Собрание законодательства РФ. – 2009. – №. 48.
2. Лисин Ю. В. и др. Технические решения по способам прокладки нефтепровода Заполярье – НПС «Пурпе» // Наука и технологии трубопроводного транспорта нефти и нефтепродуктов. – 2014. – № 1. – С. 24-28.
3. Голубин С. И. Повышение эксплуатационной надежности магистральных газопроводов в криолитозоне с применением технологии и технических средств термостабилизации грунтов: диссертация кандидата технических наук: 25.00.19. – М., 2012. – 122 с.
4. Володченкова О. Ю. Обеспечение проектного положения подземных магистральных нефтепроводов в зонах вечной мерзлоты: диссертация кандидата технических наук : 25.00.19. – М., 2007. – 148 с.
5. Мазуров Г. П. Физико-механические свойства мерзлых грунтов / Г. П. Мазуров. – Л.: Стройиздат, 1975. – 216 с.
6. Шур Ю. Л. Термокарст (к теплофизическим основам учения о закономерностях развития процесса) / Ю. Л. Шур. – М.: Недра, 1977. – 80с.
7. Цытович Н. А. Механика мерзлых грунтов: учебное пособие / Н. А. Цытович. – М.: Высшая школа, 1973. – 448 с.
8. Анисимов В. В. Строительство магистральных трубопроводов в районах вечной мерзлоты / В. В. Анисимов, М. И. Криницын. – Л.: Гостоптехиздат, 1963. – 147 с.
9. Дерцакян А. К. Строительство трубопроводов на болотах и многолетнемерзлых грунтах / А. К. Дерцакян, Н. П. Васильев. – М.: Недра, 1978. – 167 с.
10. Johnson E. R. Permafrost-related performance of the Trans-Alaska oil pipeline // Proc., 9th Int. Conf. on Permafrost. Fairbanks, AK, USA. – 2008. – P. 857-864.
11. Иваницкая Е. В. Опыт мониторинга уникального трансаяскинского нефтепровода // Наука и технологии трубопроводного транспорта нефти и нефтепродуктов. – 2011. – № 1. – С. 96-101.

12.СП 25.13330.2012 Основания зданий и сооружений на вечномёрзлых грунтах. Актуализированная редакция СНиП 2.02.04-88 [Электронный ресурс]. – режим доступа к стр.: <http://docs.cntd.ru/document/1200095519> (дата обращения: 24.05.16).

13. СП 36.13330.2012 Магистральные трубопроводы. Актуализированная редакция СНиП 2.05.06-85* [Электронный ресурс]. – режим доступа к стр.: <http://docs.cntd.ru/document/1200103173> (дата обращения: 24.05.16).

14.Лисин Ю. В. и др. Создание и реализация инновационных технологий строительства в проектах развития нефтепроводной структуры Западной Сибири (проекты «Пурпе–Самотлор», «Заполярье–Пурпе») // Наука и технологии трубопроводного транспорта нефти и нефтепродуктов. – 2013. – № 4 – С. 6-11.

15.Сапсай А. Н. и др. Конструктивные решения термостабилизаторов грунтов и оценка их эффективности для обеспечения твердомерзлого состояния грунтов оснований фундаментов при надземной прокладке трубопровода // Наука и технологии трубопроводного транспорта нефти и нефтепродуктов. – 2014. – № 1 – С. 36-41.

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

17.Лисин Ю. В. и др. Развитие технологий и строительных решений по способам прокладки трубопровода Заполярье – Пурпе на многолетнемерзлых грунтах и их применение на подводных переходах трубопровода Куюмба – Тайшет // Наука и технологии трубопроводного транспорта нефти и нефтепродуктов. – 2014. – № 3. – С. 68-71.

18.Коршак А. А. Проектирование и эксплуатация газонефтепроводов: учебник для вузов / А. А. Коршак, А. М. Нечваль. – СПб.: Недра, 2008. – 488с.

19.Марочник стали и сплавов [Электронный ресурс]. – режим доступа к стр.: <http://www.splav-kharkov.com> (дата обращения: 24.05.16).

20.ГОСТ 10704-91 Трубы стальные электросварные прямошовные. Сортамент [Электронный ресурс]. – режим доступа к стр.: <http://docs.cntd.ru/document/gost-10704-91> (дата обращения: 24.05.16).

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

[Электронный ресурс]. – режим доступа к стр.:
<http://docs.cntd.ru/document/1200028839> (дата обращения: 24.05.16).

22.Соколов С. М. Многолетнемерзлые грунты в качестве основания промышленных трубопроводов // Нефтяное хозяйство. – 2008. – № 10. – С. 126-127.

23.Wang T. et al. Stochastic analysis of uncertain thermal characteristic of foundation soils surrounding the crude oil pipeline in permafrost regions // Applied Thermal Engineering. – 2016. – № 99. – P. 591-598.

24.СП 20.13330.2011 Нагрузки и воздействия. Актуализированная редакция СНиП 2.01.07-85* [Электронный ресурс]. – режим доступа к стр.:
<http://docs.cntd.ru/document/1200084848> (дата обращения: 24.05.16).

25.СП 131.13330.2012 Строительная климатология. Актуализированная редакция СНиП 23-01-99* [Электронный ресурс]. – режим доступа к стр.:
<http://docs.cntd.ru/document/1200095546> (дата обращения: 24.05.16).

26.РСН 31-83 Нормы производства инженерно-геологических изысканий для строительства на вечноммерзлых грунтах [Электронный ресурс].

27.Крец В. Г. Сооружение и эксплуатация газонефтепроводов и газонефтехранилищ: учебное пособие для вузов / В. Г. Крец, А. В. Шадрина, Н. А. Антропова. – Томск: Изд-во ТПУ, 2012. – 359 с.

28.Чехлов А. Н. Оценка мощности деятельного слоя грунта для подземной прокладки трубопроводов в криолитозоне // Наука и молодежь в XXIвеке:материалыВсероссийскойстуденческойнаучной конференции, Омск, 1 декабря 2015. – Омск: ОмГТУ, 2015. – С. 165-169.

29.Мустафин Ф. М. Строительные конструкции нефтегазовых объектов: учебник / Ф. М. Мустафин. – СПб.: Недра, 2008. – 780 с.

30.СП 61.13330.2012 Тепловая изоляция оборудования и трубопроводов. Актуализированная редакция СНиП 41-03-2003* [Электронный ресурс]. – режим доступа к стр.: <http://docs.cntd.ru/document/1200091050> (дата обращения: 24.05.16).

31.Крец В. Г. Машины и оборудование газонефтепроводов: учебное пособие / В. Г. Крец, А. В. Рудаченко, В. А. Шмурыгин. – Томск: Изд-во ТПУ, 2013. – 375 с.

32.Слободян М. С. Основы строительного дела / М. С. СлободянТомск: Изд-во ТПУ, 2011. – 155 с.

33.Приказ министерства строительства и жилищно-коммунального хозяйства Красноярского края от 14.01.2016 № 82-12214 «Об индексах изменения сметной стоимости строительно-монтажных работ» [Электронный ресурс]. – режим доступа к стр.: http://minstroy.krskstate.ru/dat/bin/art_attach/5928_na_i_kvartal_2016_goda.pdf (дата обращения: 24.05.16).

34.Территориальные сметные нормативы [Электронный ресурс]. – режим доступа к стр.: <http://minstroy.krskstate.ru/tsn> (дата обращения: 24.05.16).

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

36.ГОСТ 12.0.003-74 ССБТ. Опасные и вредные производственные факторы. Классификация [Электронный ресурс]. – режим доступа к стр.: <http://docs.cntd.ru/document/gost-12-0-003-74-ssbt> (дата обращения: 24.05.16).

37. ГОСТ 12.1.004-91 ССБТ. Пожарная безопасность. Общие требования [Электронный ресурс]. – режим доступа к стр.: <http://docs.cntd.ru/document/9051953> (дата обращения: 24.05.16).

38.ГОСТ 12.1.005-88 ССБТ. Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны [Электронный ресурс]. – режим доступа к стр.: <http://docs.cntd.ru/document/gost-12-1-005-88-ssbt> (дата обращения: 24.05.16).

39.ГОСТ 12.1.008-76 ССБТ. Биологическая безопасность. Общие требования [Электронный ресурс]. – режим доступа к стр.: <http://docs.cntd.ru/document/gost-12-1-008-76-ssbt> (дата обращения: 24.05.16).

40.ГОСТ 12.1.010-76 ССБТ. Взрывобезопасность. Общие требования [Электронный ресурс]. – режим доступа к стр.: <http://docs.cntd.ru/document/5200270> (дата обращения: 24.05.16).

41.ГОСТ 12.2.011-2012 ССБТ. Машины строительные, дорожные и землеройные. Общие требования безопасности [Электронный ресурс]. – режим доступа к стр.: <http://docs.cntd.ru/document/1200103720> (дата обращения: 24.05.16).

42.ГОСТ 12.4.011-89 ССБТ. Средства защиты работающих. Общие требования и классификация [Электронный ресурс]. – режим доступа к стр.: <http://docs.cntd.ru/document/gost-12-4-011-89-ssbt> (дата обращения: 24.05.16).

43.СанПиН 2.2.2776-10 Гигиенические требования к оценке условий труда при расследовании случаев профессиональных заболеваний [Электронный ресурс]. – режим доступа к стр.: <http://docs.cntd.ru/document/902235844> (дата обращения: 24.05.16).

44.Постановление администрации Красноярского края от 12.01.2001 786-П «О режимах работы в холодное время года» [Электронный ресурс]. –