

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 «Сооружение и ремонт объектов систем трубопроводного транспорта».

Кафедра Транспорта и хранения нефти и газа

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

Тема работы
«Выбор оптимального способа прокладки линейной части магистрального нефтепровода в районах островного распространения многолетнемерзлых грунтов»

УДК 622.692.4.07:624.139

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б2Б	Чехлов А. Н.		1.06.2016 г.

Руководитель

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
доцент	Чухарева Н. В.	к.х.н., доцент		1.06.2016 г.

КОНСУЛЬТАНТЫ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
старший преподаватель кафедры ЭПР	Глызина Т. С.	к.х.н.		1.06.2016 г.

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
старший преподаватель кафедры ЭБЖ	Алексеев Н. А.	—		1.06.2016 г.

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

Зав. кафедрой	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
ТХНГ	Рудаченко А.В.	к.т.н., доцент		1.06.2016 г.

ПЛАНИРУЕМЫЕ РЕЗУЛЬТАТЫ ОБУЧЕНИЯ ПО ООП

Код результата	Результат обучения (выпускник должен быть готов)
<i>В соответствии с общекультурными, общепрофессиональными и профессиональными компетенциями</i>	
P1	Приобретение профессиональной эрудиции и широкого кругозора в области гуманитарных и естественных наук и использование их в профессиональной деятельности
P2	Уметь анализировать экологические последствия профессиональной деятельности в совокупности с правовыми, социальными и культурными аспектами и обеспечивать соблюдение безопасных условий труда
P3	Уметь самостоятельно учиться и непрерывно повышать квалификацию в течение всего периода профессиональной деятельности
P4	Грамотно решать профессиональные инженерные задачи с использованием современных образовательных и информационных технологий
в области производственно-технологической деятельности	
P5	Управлять технологическими процессами, эксплуатировать и обслуживать оборудование нефтегазовых объектов
P6	Внедрять в практическую деятельность инновационные подходы для достижения конкретных результатов
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
P8	Осуществлять маркетинговые исследования и участвовать в создании проектов, повышающих эффективность использования ресурсов
в области экспериментально-исследовательской деятельности	
P9	Определять, систематизировать и получать необходимые данные для экспериментально-исследовательской деятельности в нефтегазовой отрасли
P10	Планировать, проводить, анализировать, обрабатывать экспериментальные исследования с интерпретацией полученных результатов с использованием современных методов моделирования и компьютерных технологий
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



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 «Сооружение и ремонт объектов систем трубопроводного транспорта»
 Уровень образования бакалавриат
 Кафедра Транспорта и хранения нефти и газа
 Период выполнения (осенний / весенний семестр 2015/2016 учебного года)

Форма представления работы:

бакалаврская работа

КАЛЕНДАРНЫЙ РЕЙТИНГ-ПЛАН
выполнения выпускной квалификационной работы

Срок сдачи студентом выполненной работы:	01.06.2016 г.
--	---------------

Дата контроля	Название раздела (модуля) / вид работы (исследования)	Максимальный балл раздела (модуля)
31.01.2016	<i>Введение</i>	10
14.03.2015	<i>Обзор литературы</i>	12
21.03.2016	<i>Характеристика объекта исследования</i>	10
01.04.2016	<i>Расчет параметров подземной прокладки нефтепровода</i>	19
01.05.2016	<i>Расчет параметров надземной прокладки нефтепровода</i>	15
10.05.2016	<i>Социальная ответственность</i>	7
20.05.2016	<i>Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение</i>	7
25.05.2016	<i>Заключение</i>	10
31.05.2016	<i>Презентация</i>	10
	<i>Итого</i>	100

Составил преподаватель:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
доцент	Чухарева Н.В.	К.Х.Н.		25.01.2016 г.

СОГЛАСОВАНО:

Зав. кафедрой	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
ТХНГ	Рудаченко А.В.	к.т.н, доцент		25.01.2016 г.

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 «Сооружение и ремонт объектов систем трубопроводного транспорта»
 Кафедра Транспорта и хранения нефти и газа

УТВЕРЖДАЮ:
 Зав. кафедрой

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

ЗАДАНИЕ
на выполнение выпускной квалификационной работы

В форме:

бакалаврской работы

Студенту:

Группа	ФИО
2Б2Б	Чехлову Александру Николаевичу

Тема работы:

«Выбор оптимального способа прокладки линейной части магистрального нефтепровода в районах островного распространения многолетнемерзлых грунтов»

Утверждена приказом директора (дата, номер) 30.04.2016 г. №3076/с

Срок сдачи студентом выполненной работы: 01.06.2016 г.

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:

Исходные данные к работе

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

Исследовать технологии прокладки магистрального нефтепровода в условиях островного распространения многолетнемерзлых грунтов.

Характеристики трубопровода:

Наружный диаметр.....720 мм
 Толщина стенки.....8 мм
 Марка стали.....10Г2ФБЮ
 Рабочее давление.....6,0 МПа
 Плотность нефти.....850 кг/м³
 Температура нефти.....30 °С
 Срок эксплуатации.....30 лет

Характеристики многолетнемерзлых грунтов:

1. Песок 1
 Суммарная влажность мерзлого грунта...0,15
 2. Песок 2

	Суммарная влажность мерзлого грунта...0,20 3. Песок 3 Суммарная влажность мерзлого грунта...0,25 4. Супесь 1 Суммарная влажность мерзлого грунта...0,20 5. Супесь 2 Суммарная влажность мерзлого грунта...0,30 6. Супесь 3 Суммарная влажность мерзлого грунта...0,40 7. Суглинок 1 Суммарная влажность мерзлого грунта...0,20 8. Суглинок 2 Суммарная влажность мерзлого грунта...0,30 9. Суглинок 3 Суммарная влажность мерзлого грунта...0,40 10. Суглинок 4 Суммарная влажность мерзлого грунта...0,60 Регион прокладки: Эвенкийский район Красноярского края
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 дополнительных разделов, подлежащих разработке; заключение по работе).</i>	Провести аналитический обзор по выбранной тематике выпускной квалификационной работы. Выполнить технические расчеты для определения параметров прокладки и инженерной защиты подземного и надземного нефтепровода, обеспечивающих защиту от воздействия опасных геокриологических процессов. По результатам экономических расчетов выбрать оптимальный способ прокладки нефтепровода в рассматриваемых грунтах.
Перечень графического материала <i>(с точным указанием обязательных чертежей)</i>	Расчетные схемы для определения параметров прокладки нефтепровода.
Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы <i>(с указанием разделов)</i>	
Раздел	Консультант
«Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»	Глызина Т. С., старший преподаватель кафедры ЭПР
«Социальная ответственность»	Алексеев Н. А., старший преподаватель кафедры ЭБЖ
Названия разделов, которые должны быть написаны на русском и иностранном языках: реферат	

Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику	25.01.2016 г.
---	---------------

Задание выдал руководитель:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
доцент	Чухарева Н. В.	к.х.н.		25.01.2016 г.

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б2Б	Чехлов А. Н.		25.01.2016 г.

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

Студенту:

Группа	ФИО
2Б2Б	Чехлову Александру Николаевичу

Институт	Природных ресурсов	Кафедра	Транспорта и хранения нефти и газа
Уровень образования	бакалавриат	Направление/специальность	21.03.01 «Нефтегазовое дело» профиль « <u>Сооружение и ремонт объектов систем трубопроводного транспорта</u> »

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

1. Объем работ и количество материалов для строительства участка магистрального нефтепровода	Определяется по результатам расчетов в основной части выпускной квалификационной работы.
2. Единичные расценки на материалы и оборудование	Согласно территориальным сметным нормативам для Эвенкийского района Красноярского края.
3. Единичные расценки на строительно-монтажные работы	Согласно территориальным сметным нормативам для Эвенкийского района Красноярского края.

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

1. Расчет сметной стоимости строительства участка магистрального нефтепровода на многолетнемерзлых грунтах	Расчет сметной стоимости строительно-монтажных работ осуществляется ресурсно-индексным методом.
2. Расчет интегрального финансового показателя и определение оптимального варианта исполнения для каждого из рассматриваемых грунтов	Оптимальным принимается вариант прокладки, для которого значение интегрального финансового показателя минимально.

Перечень графического материала

1. Матрица SWOT
2. Оценка готовности проекта к коммерциализации
3. График проведения НТИ
4. Сметная стоимость строительства участка магистрального нефтепровода на многолетнемерзлых грунтах

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику	25.01.2016 г.
--	---------------

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель кафедры ЭПР	Глызина Т. С.	к.х.н.		25.01.2016 г.

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б2Б	Чехлов Александр Николаевич		25.01.2016 г.

ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»

Студенту:

Группа	ФИО
2Б2Б	Чехлову Александру Николаевичу

Институт	Природных ресурсов	Кафедра	Транспорта и хранения нефти и газа
Уровень образования	бакалавриат	Направление/специальность	21.03.01 «Нефтегазовое дело» профиль « <u>Сооружение и ремонт объектов систем трубопроводного транспорта</u> »

Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:	- Выявление факторов рабочего места (рабочей зоны, технологического процесса, механического оборудования), характеризующих процесс взаимодействия трудящихся с окружающей производственной средой со стороны их: - вредных проявлений (метеоусловия, вредные вещества, освещение, шумы, вибрации, электромагнитные поля, ионизирующие излучения); - опасных проявлений (механической природы, термического характера, электрической, пожарной и взрывной природы). - Определение факторов рабочего места (рабочей зоны, технологического процесса, механического оборудования), характеризующих процесс воздействия их на окружающую природную среду (атмосферу, гидросферу, литосферу) - Описание факторов рабочего места (рабочей зоны, технологического процесса, механического оборудования), характеризующих процесс возникновения чрезвычайных ситуаций (техногенного, стихийного, экологического и социального характера).
Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке	- Характеристика факторов изучаемой производственной среды, описывающих процесс взаимодействия человека с окружающей производственной средой в следующей последовательности: – физико – химическая природа фактора, его связь с разрабатываемой темой; – действие фактора на организм человека ; – приведение допустимых норм с необходимой размерностью (с ссылкой на соответствующий нормативно-технический документ); – рекомендуемые средства защиты (сначала коллективной защиты, затем – индивидуальные защитные средства). - Анализ опасных факторов проектируемой произведённой среды в следующей последовательности: – механические опасности (источники, средства защиты); – термические опасности (источники, средства защиты); – электробезопасность (в т.ч. статическое электричество, молниезащита - источники, средства защиты); – пожаровзрывобезопасность (причины, профилактические мероприятия, первичные средства пожаротушения). - Охрана окружающей среды: - анализ воздействия объекта на атмосферу (выбросы); - анализ воздействия объекта на гидросферу (сбросы); - анализ воздействия объекта на литосферу (отходы). - Защита в чрезвычайных ситуациях: - перечень возможных ЧС на объекте; - разработка действий в результате возникшей ЧС и мер по

	ликвидации её последствий. 5.Правовые вопросы обеспечения безопасности: - характерные для проектируемой рабочей зоны правовые нормы трудового законодательства; - организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны.
Перечень расчетного и графического материала	Расчет степени загрязнения земель при аварийном разливе нефти.

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику	25.01.2016 г.
---	---------------

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель кафедры ЭБЖ	Алексеев Н. А.	—		25.01.2016 г.

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б2Б	Чехлов Александр Николаевич		25.01.2016 г.

РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа бакалавра включает 96 с. текстового материала, 21 рис., 22 табл., 45 источников, 1 прил.

Ключевые слова. Магистральный нефтепровод, многолетнемерзлые грунты, надземная прокладка, подземная прокладка, инженерная защита.

Объект исследования. Магистральный нефтепровод, проложенный в условиях островного распространения многолетнемерзлых грунтов.

Цель работы. Выбор оптимального способа прокладки и инженерной защиты линейной части магистрального нефтепровода в условиях островного распространения многолетнемерзлых грунтов с учетом variability их характеристик.

Результаты исследования. Определены оптимальные параметры прокладки и инженерной защиты магистрального нефтепровода в рассматриваемых многолетнемерзлых грунтах.

Методы проведения исследования. Для проведения расчетов использованы методики, предложенные в СП 25.13330.2012 «Основания зданий и сооружений на вечноммерзлых грунтах. Актуализированная редакция СНиП 2.02.04-88», СП 36.13330.2012 «Магистральные трубопроводы. Актуализированная редакция СНиП 2.05.06-85*».

Основные конструктивные, технологические и технико-эксплуатационные характеристики. Параметры подземной и надземной прокладки линейной части магистрального нефтепровода и параметры его инженерной защиты в условиях островного распространения многолетнемерзлых грунтов.

Область применения. Магистральный нефтепровод.

Экономическая эффективность/значимость работы. Применение дифференцированного подхода к выбору технологий прокладки и инженерной защиты магистрального нефтепровода позволило выявить возможность повышения экономической эффективности строительства в рублевом эквиваленте.

ABSTRACT

Final qualifying work of 96 pages with 21 figures, 22 tables, 45 sources, 1 application.

Keywords. Trunk oil pipeline, permafrost, aboveground pipelining, underground pipelining, engineering protection.

Object of the study. Trunk oil pipeline laid in insular permafrost.

Purpose. Selection an optimal construction method and engineering protection for trunk oil pipeline in insular permafrost.

Results of research. Optimal parameters of construction and engineering protection of trunk oil pipeline in insular permafrost have been determined.

Methods of research. For calculating it was used methods from SP 25.13330.2012 «Bases and foundation on permafrost. Revised edition of SNiP 2.02.04-88», SP 36.13330.2012 «Trunk pipeline. Revised edition of SNiP 2.05.06-85*».

Basic constructive, technological and technical-operational characteristics. Parameters of underground and aboveground trunk oil pipeline and parameters of its engineering protection in insular permafrost.

Application field. Trunk oil pipeline.

Economic efficiency and significance of the work. Application of the differentiated approach to select of laying and engineering protection technologies of trunk oil pipeline has allowed to reveal a possibility of increase of economic efficiency of construction in a ruble equivalent.

ОПРЕДЕЛЕНИЯ, ОБОЗНАЧЕНИЯ, СОКРАЩЕНИЯ, НОРМАТИВНЫЕ ССЫЛКИ

Нормативные ссылки

В настоящей работе использованы ссылки на следующие стандарты:

ГОСТ Р 51858-2002	Нефть. Общие технические условия
ГОСТ 10704-91	Трубы стальные электросварные прямошовные. Сортамент
ГОСТ 12.0.003-74	ССБТ. Опасные и вредные производственные факторы. Классификация
ГОСТ 12.1.004-91	ССБТ. Пожарная безопасность. Общие требования
ГОСТ 12.1.005-88	ССБТ. Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны
ГОСТ 12.1.008-76	ССБТ. Биологическая безопасность. Общие требования
ГОСТ 12.1.010-76	ССБТ. Взрывобезопасность. Общие требования
ГОСТ 12.2.011-2012	ССБТ. Машины строительные, дорожные и землеройные. Общие требования безопасности
ГОСТ 12.4.011-89	ССБТ. Средства защиты работающих. Общие требования и классификация

Определения

В данной работе применены следующие термины с соответствующими определениями:

грунт мерзлый: Грунт, имеющий отрицательную или нулевую температуру, содержащий в своем составе видимые ледяные включения или лед-цемент.

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

инженерная защита сооружения: Комплекс мероприятий, направленных на предупреждение отрицательного воздействия опасных геологических, экологических и других процессов на сооружение, а также защиту от их последствий.

криолитозона: Зона распространения многолетнемерзлых пород.

линейная часть магистрального нефтепровода: Совокупность участков нефтепровода, соединяющих нефтеперекачивающие станции между собой либо с приемосдаточными пунктами, и сооружений, входящих в состав нефтепровода.

морозное пучение грунтов: Процесс увеличения объема и деформирования грунтов при промерзании.

нефтепровод магистральный: 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.

опасный геокриологический процесс: Изменение состояние приповерхностной части литосферы, связанное с фазовыми переходами воды, содержащейся в ней, которое может оказать негативное воздействие на сооружение.

осадка грунта: Понижение поверхности грунта в основании сооружения.

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.

ОГЛАВЛЕНИЕ

Введение	8
1. Обзор литературы	12
2. Объект и методы исследования	17
2.1 Характеристика объекта исследования	17
2.2 Характеристика региона прокладки	17
2.3 Характеристика многолетнемерзлых грунтов	18
2.4 Методы и методики исследования	20
3. Определение параметров прокладки и инженерной защиты нефтепровода	22
3.1 Подземная прокладка нефтепровода	22
3.1.1 Расчет глубины заложения оси нефтепровода	25
3.1.2 Расчет предельно допустимой осадки	28
3.1.3 Расчет глубины оттаивания грунта в основании нефтепровода	32
3.1.3.1 Нефтепровод без тепловой изоляции	35
3.1.3.2 Нефтепровод с заводской тепловой изоляцией	36
3.1.3.3 Нефтепровод с дополнительной тепловой изоляцией	37
3.1.4 Расчет осадки нефтепровода	39
3.1.4.1 Нефтепровод без тепловой изоляции	40
3.1.4.2 Нефтепровод с заводской тепловой изоляцией	41
3.1.4.3 Нефтепровод с дополнительной тепловой изоляцией	42
3.1.5 Расчет объема замены льдистого грунта	43
3.1.5.1 Нефтепровод с заводской тепловой изоляцией	45
3.1.5.2 Нефтепровод с дополнительной тепловой изоляцией	45
3.2 Надземная прокладка нефтепровода	46
3.2.1 Расчет длины пролета	49
3.2.2 Расчет сваи с активной термостабилизацией грунтов	51
3.2.3 Расчет сваи без активной термостабилизации грунтов	54
3.3 Результаты исследования	57
4. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	60

4.1 Анализ перспективности исследования	60
4.1.1 SWOT-анализ	60
4.1.2 Оценка готовности проекта к коммерциализации	62
4.2 Планирование научно-исследовательских работ	64
4.3 Оценка экономической эффективности реализации результатов исследования	66
4.3.1 Расчет сметной стоимости строительства участка нефтепровода	66
4.3.2 Определение интегрального финансового показателя	71
5. Социальная ответственность	74
5.1 Производственная безопасность	74
5.1.1 Анализ вредных производственных факторов	75
5.1.1.1 Отклонение показателей микроклимата на открытом воздухе	75
5.1.1.2 Тяжесть и напряженность физического труда	77
5.1.1.3 Повреждения в результате контакта с насекомыми и клещами	77
5.1.2 Анализ опасных производственных факторов	78
5.1.2.1 Движущиеся машины и механизмы	78
5.1.2.2 Пожаро- и взрывоопасность	79
5.1.2.3 Повреждения в результате контакта с хищными животными и пресмыкающимися	79
5.2 Экологическая безопасность	80
5.2.1 Защита атмосферы	81
5.2.2 Защита гидросферы	81
5.2.3 Защита литосферы	82
5.3 Безопасность в чрезвычайных ситуациях	84
5.3.1 Оценка степени загрязнения земель при аварийном разливе нефти	84
5.3.2 Очистка и рекультивация земель после аварийного разлива нефти	85
Заключение	87
Список публикаций	89
Список используемых источников	90
Приложение А	96

ВВЕДЕНИЕ

Актуальность. Согласно Энергетической стратегии России [1], изменение географии добычи углеводородов осуществляется за счет освоения месторождений Восточной Сибири, Дальнего Востока, полуострова Ямал, континентального шельфа арктических морей. Реализация стратегии потребует сооружения новой сети магистральных нефтепроводов для доставки сырья от мест добычи до потребителей внутри страны и при поставке на экспорт.

Значительная часть указанных территорий относится к районам распространения многолетнемерзлых грунтов, где строительство трубопроводов осложняется опасными геокриологическими процессами, которые, согласно исследованиям [2], могут проявляться при подземной прокладке нефтепровода в виде осадки грунта при формировании ореола оттаивания и при надземной прокладке в виде морозного пучения, вследствие сезонного оттаивания верхнего слоя грунта.

Развитие данных процессов является опасным фактором и может привести к аварийной ситуации на нефтепроводе. Поэтому еще на стадии проектирования, необходимо предусмотреть комплекс защитных мер по ограничению воздействия опасных факторов в пределах, обеспечивающих надежную эксплуатацию.

Результаты последних исследований [3, 4] по обеспечению надежности трубопроводов в криолитозоне свидетельствуют о создании новых и совершенствовании существующих технологий инженерной защиты трубопроводов от воздействия опасных геокриологических процессов и указывают на значимость и актуальность работ, проводимых в данном направлении.

					Выбор оптимального способа прокладки линейной части магистрального нефтепровода в районах островного распространения многолетнемерзлых грунтов						
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата							
Разраб.		Чехлов			Введение			Лит.	Лист	Листов	
Руковод.		Чухарева								8	96
Консульт.								Кафедра транспорта и хранения нефти и газа Группа 2Б2Б			
Зав. Каф.		Рудаченко									

Цель работы. Выбор оптимального способа прокладки и инженерной защиты линейной части магистрального нефтепровода в условиях островного распространения многолетнемерзлых грунтов с учетом variability их характеристик.

Для достижения поставленной цели необходимо решить следующие задачи:

- анализ нормативной документации, регламентирующей проектирование и сооружение магистральных нефтепроводов на многолетнемерзлых грунтах;
- анализ современных технологий инженерной защиты трубопроводов от опасных геокриологических процессов в многолетнемерзлых грунтах;
- определение параметров прокладки и инженерной защиты трубопровода, обеспечивающих ограничение воздействия опасных геокриологических процессов в каждом из рассматриваемых грунтов;
- выбор оптимальных способов прокладки и их параметров по результатам экономических расчетов.

Объект и предмет исследования. Магистральный нефтепровод, проложенный в многолетнемерзлых грунтах различных типов, характерных для районов островного распространения.

Предмет исследования. Расчет параметров прокладки и инженерной защиты нефтепровода, обеспечивающих ограничение воздействия опасных геокриологических процессов, возникающих при подземной и надземной прокладке нефтепровода в рассматриваемых грунтах.

Для безаварийной эксплуатации трубопроводов необходимо, чтобы воздействие геокриологических процессов не вызывало недопустимых напряжений в стенке трубы и нарушения проектного положения трубопровода. В работе рассмотрены несколько типовых технических решений по ограничению опасных геокриологических процессов и оценена их эффективность для каждого из рассматриваемых грунтов. На основании технико-экономического анализа произведен выбор оптимального способа

					Введение	Лист
						9
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

прокладки (с учетом мероприятий по инженерной защите), который обеспечивает безопасность эксплуатации трубопровода при минимальной стоимости реализации.

Научная или практическая новизна. Дифференцированный подход к выбору способа прокладки нефтепровода в условиях многолетнемерзлых грунтов в зависимости от их теплофизических и физико-механических характеристик.

Практическая значимость результатов ВКР. Практическая значимость работы заключается в получении перечня оптимальных технических решений по прокладке магистрального нефтепровода в различных многолетнемерзлых грунтах, характерных для районов островного распространения. Полученные результаты могут использоваться при составлении карт коэффициентов удорожания относительной стоимости освоения, по которым осуществляется выбор трасс трубопроводов.

Реализация и апробация работы. Результаты исследований по теме выпускной квалификационной работы были представлены на симпозиумах и конференциях:

– доклад на тему «Проведение сравнительного анализа эффективности надземной и подземной прокладки магистрального нефтепровода в многолетнемерзлых грунтах на примере проекта «Заполярье – Пурпе» на XIX Международном научном симпозиуме имени академика М.А. Усова студентов и молодых ученых «Проблемы геологии и освоения недр»;

– доклад на тему «Определение нагрузок, действующих на подземный нефтепровод в криолитозоне» на XIII Научно-технической конференции молодежи АО «Транснефть – Центральная Сибирь»;

– доклад на тему «Прогнозирование масштабов деградации вечной мерзлоты от теплового воздействия подземных нефтегазопроводов» на VIII Всероссийской научной студенческой конференции с элементами научной школы имени профессора М.К. Коровина «Творчество юных – шаг в будущее»;

					Введение	Лист
						10
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

– доклад на тему «Оценка мощности деятельного слоя грунта для подземной прокладки трубопроводов в криолитозоне» на Всероссийской студенческой научной конференции «Наука и молодежь в XXI веке»;

– доклад на тему «Выбор мероприятий для ограничения осадки подземного нефтепровода в условиях островного распространения многолетнемерзлых грунтов» на XX Международном научном симпозиуме студентов и молодых ученых имени академика М.А. Усова «Проблемы геологии и освоения недр».

					Введение	Лист
						11
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

1 ОБЗОР ЛИТЕРАТУРЫ

Появление отечественных исследований по вопросам строительства и эксплуатации трубопроводов в условиях вечной мерзлоты приурочено к началу освоения газовых месторождений полуострова Ямал в 1960-1970-х годах. Изучались как фундаментальные проблемы механики и теплофизических свойств мерзлых грунтов, так и прикладные вопросы по способам прокладки и инженерной защите трубопроводов.

Изучению свойств многолетнемерзлых грунтов был посвящен ряд научных работ. В исследовании Г. П. Мазурова [5] приводятся сведения о мерзлых грунтах, закономерностях формирования их строения и свойств, подробно рассмотрены процессы, происходящие при замерзании и оттаивании грунтов. Монография Ю. Л. Шур [6] полностью посвящена изучению такого геокриологического процесса, как термокарст, в ней рассмотрены причины возникновения термокарста и факторы, определяющие его развитие. В работе Н. А. Цытович [7] представлены основные закономерности механики мерзлых грунтов как науки и их практические приложения по обоснованию методов устойчивого строительства на многолетнемерзлых грунтах.

Результаты исследований по вопросам строительства трубопроводов в условиях вечной мерзлоты приведены в работах [8, 9]. В них представлены общие рекомендации по способам строительства трубопроводов на многолетнемерзлых грунтах, даны прогнозы о возможных проявлениях опасных геокриологических процессов и описаны типовые технические и технологические решения по борьбе с ними. Опыт этих исследований был учтен при строительстве магистральных газопроводов «Уренгой – Ухта – Грязовец», «Уренгой – Помары – Ужгород» и других трубопроводных систем на многолетнемерзлых грунтах.

					Выбор оптимального способа прокладки линейной части магистрального нефтепровода в районах островного распространения многолетнемерзлых грунтов								
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата									
Разраб.	Чехлов				Обзор литературы				Лит.	Лист	Листов		
Руковод.	Чухарева										12	96	
Консульт.									Кафедра транспорта и хранения нефти и газа Группа 2Б2Б				
Зав. Каф.	Рудаченко												

В тот же период времени в США был реализован проект магистрального нефтепровода «Аляска», значительная часть трассы которого проходит по районам распространения многолетнемерзлых грунтов. Зарубежным инженерам пришлось решить сложную задачу по обеспечению транспортировки вязкой нефти, нагреваемой до высокой температуры, по многолетнемерзлым льдистым грунтам. Техническим решением данной проблемы стало применение надземной прокладки трубопровода на свайных опорах, снабженных «термосифонами», охлаждающими грунт вокруг свай, увеличивая его несущую способность. Уникальный опыт строительства и эксплуатации нефтепровода «Аляска» подлежал исследованию как зарубежных [10], так и отечественных ученых [11]. Также опыт проекта нефтепровода «Аляска» был учтен при разработке отечественных технологий по повышению эксплуатационной надежности трубопроводов в условиях вечной мерзлоты, результаты которых представлены в диссертациях [3, 4].

В диссертационной работе С. И. Голубина [3] представлены результаты разработок методов повышения эксплуатационной надежности магистральных газопроводов в криолитозоне на основе применения технологии и технических средств активной термостабилизации грунтов, приведена методика комплексного прогноза теплового и механического взаимодействия подземных газопроводов с многолетнемерзлыми грунтами, проведен сравнительный анализ эффективности технологий и технической средств активной термостабилизации грунтов оснований и определены оптимальные решения по применению инновационных конструкций двухфазных термосифонов в различных условиях.

В работе О. Ю. Володченковой [4] проведен анализ вариантов конструктивных решений теплоизоляционного покрытия подземных магистральных нефтепроводов, предназначенных для эксплуатации в зонах вечной мерзлоты, исследованы свойства различных теплоизоляционных покрытий, применяемых в строительстве в настоящее время, определены их преимущества и недостатки. Разработан метод определения материала и

					Обзор литературы	Лист
						13
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

толщины теплоизоляционного покрытия для подземных магистральных нефтепроводов на основе моделирования квазистационарных состояний продвижения границы температурного поля в талой и мерзлой зонах грунта для защиты мерзлого грунта от протаивания и возможного разрушения оболочки.

Применяемый в исследовании [4] метод определения скорости перемещения границы талой зоны вокруг подземного нефтепровода на основании моделирования квазистационарных состояний имеет определенные недостатки: не учитывается влияние тепла, выделяющегося или поглощаемого в процессах промерзания и протаивания грунта. Более совершенный метод расчета глубины оттаивания многолетнемерзлого грунта в основании подземных магистральных трубопроводов был разработан учеными института оснований и подземных сооружений им. Н.М. Герсевича. Расчет глубины оттаивания осуществляется с учетом тепла, поглощаемого для растопления льда и нагрева образующейся воды. Глубина определяется по номограммам, полученным по результатам натурных испытаний, что обеспечивает меньшую погрешность методики при расчете ореолов оттаивания подземных нефтепроводов.

Описанная методика была принята обязательной для расчета глубины оттаивания многолетнемерзлого грунта в основании подземных магистральных трубопроводов и внесена в актуализированную редакцию СНиП 2.02.04-88 [12], регламентирующего проектирование оснований сооружений на многолетнемерзлых грунтах. СНиП 2.05.06-85* [13], определяющий общие требования к проектированию, сооружению и эксплуатации магистральных трубопроводов, в том числе в районах распространения многолетнемерзлых грунтов, также был обновлен в 2013 году.

Актуализация нормативных документов, регламентирующих проектирование, сооружение и эксплуатацию магистральных трубопроводов, была проведена в связи с реализацией масштабных проектов по строительству магистральных нефтепроводов в условиях вечной мерзлоты. К ним относятся: магистральный нефтепровод «Ванкор – Пурпе» ОАО «НК «Роснефть»,

					Обзор литературы	Лист
						14
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

трубопроводная система «Восточная Сибирь – Тихий океан», трубопроводная система «Заполярье – Пурпе – Саянск» и магистральный нефтепровод «Куюмба – Тайшет» ОАО «АК «Транснефть», которые проходят по территориям распространения многолетнемерзлых грунтов, в том числе и островного.

Результаты исследований технологий сооружения магистрального нефтепровода «Заполярье – Пурпе» на многолетнемерзлых грунтах широко освещены в отраслевых научных журналах, где приводятся как результаты проектирования, так и производственный опыт, полученный при реализации проекта.

В исследовании [14] приведено описание климатических и геокриологических особенностей трассы нефтепровода, и на основе их анализа определены необходимые технические решения по прокладке и инженерной защите трубопровода. Основным способом прокладки принята надземная прокладка на свайных опорах, обеспечивающая минимальное нарушение инженерно-геокриологических условий многолетнемерзлых грунтов. В работе представлены технологии по активной термостабилизации грунтов, тепловой изоляции труб и запорной арматуры, конструкции свай и опор, обеспечивающих компенсацию температурных деформаций трубопровода.

Более подробному исследованию активной термостабилизации грунтов при надземной прокладке нефтепровода посвящена работа [15], в которой произведена оценка эффективности термостабилизаторов на основе двухфазных термосифонов и определены оптимальные типы конструкций, виды хладагента и даны рекомендации по монтажу и эксплуатации оборудования по термостабилизации грунтов.

Современные методы тепловой изоляции трубопроводов описаны в исследовании [16], где приведены требования к материалам тепловой и противокоррозионной изоляций, защитных оболочек. На основе анализа характеристик существующих материалов определены типовые технические

решения по изоляции трубопроводов подземной и надземной прокладки, даны рекомендации по технологии нанесения и контролю качества изоляции.

На отдельных участках трассы нефтепровода «Заполярье – Пурпе» была применена подземная прокладка. Исследование способов инженерной защиты подземного нефтепровода от проявления опасных геокриологических процессов представлено в работе [2], предложены технические решения по ограничению осадки подземного нефтепровода при оттаивании мерзлых грунтов и приведены общие рекомендации по выбору способов инженерной защиты в зависимости от конкретных условий прокладки.

Опыт строительства трубопровода «Заполярье – Пурпе» был учтен и применен при проектировании и сооружении магистрального нефтепровода «Куюмба – Тайшет», трасса которого проходит по районам островного распространения многолетнемерзлых грунтов. Реализация проекта исследована в работе [17], где приводится обоснование применения подземной прокладки трубопровода в качестве основного и описаны типовые способы инженерной защиты, применяемые в данных условиях.

Конечные результаты приведенных исследований и технических решений в полной мере могут быть оценены только после определенного срока эксплуатации магистральных нефтепроводов в районах Восточной Сибири и Крайнего Севера и на основании полученных данных, если это необходимо, в дальнейшем, можно вводить соответствующие корректировки указанных методик.

					Обзор литературы	Лист
						16
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

2 ОБЪЕКТ И МЕТОДЫ ИССЛЕДОВАНИЯ

2.1 Характеристика объекта исследования

Объектом исследования является магистральный нефтепровод, проложенный в условиях островного распространения многолетнемерзлых грунтов. Его характеристики определены по источникам [18, 19] с учетом требований нормативных документов [13, 20, 21] и представлены в таблице 1.

Таблица 1 – Характеристика нефтепровода

Наименование показателя	Значение показателя
Наружный диаметр, мм	720
Толщина стенки, мм	8
Марка стали	10Г2ФБЮ
Временное сопротивление стали разрыву, МПа	590
Предел текучести стали, МПа	460
Модуль продольной упругости стали, МПа	206000
Коэффициент температурного расширения стали, 1/°C	0,000012
Плотность стали, кг/м ³	7850
Температурный перепад, °C	40
Коэффициент Пуассона	0,3
Коэффициент надежности по нагрузке от внутреннего давления	1,1
Коэффициент условий работы	0,75
Коэффициент надежности по материалу	1,47
Коэффициент надежности по назначению	1,0
Срок эксплуатации, лет	30
Плотность нефти, кг/м ³	850
Рабочее давление, МПа	6,0
Температура нефти*, °C	30,0

*Температура нефти из-за небольшой протяженности участков многолетнемерзлых грунтов принята постоянной.

2.2 Характеристика региона прокладки

К районам островного распространения многолетнемерзлых грунтов относятся территории, где вечная мерзлота представлена отдельными участками, занимающими не более 10% площади. Согласно данным [22, 23], для этих участков характерны:

					Выбор оптимального способа прокладки линейной части магистрального нефтепровода в районах островного распространения многолетнемерзлых грунтов								
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата									
Разраб.		Чехлов			Объект и методы исследования			Лит.		Лист		Листов	
Руковод.		Чухарева								17		96	
Консульт.								Кафедра транспорта и хранения нефти и газа Группа 2Б2Б					
Зав. Каф.		Рудаченко											

- ширина до 300 м;
- мощность мерзлой толщи до 100 м;
- температура грунта от минус 1 до плюс 3 °С;
- отсутствие крупных ледяных включений.

В работе в качестве региона прокладки нефтепровода выбран Эвенкийский район Красноярского края, относящийся к территориям островного распространения многолетнемерзлых грунтов. Его климатические характеристики определены согласно [24, 25] и представлены в таблице 2.

Таблица 2 – Характеристика региона

Наименование показателя	Значение показателя
Средняя температура многолетнемерзлого грунта, °С	минус 0,3
Средняя температура воздуха за период положительных температур, °С	10,5
Продолжительность периода положительных температур, ч	2900
Нормативное значение ветрового давления, Н/м ²	230
Толщина слоя гололеда, мм	15
Нормативное значение веса снегового покрова, Н/м ²	3200

2.3 Характеристика многолетнемерзлых грунтов

Исследование параметров прокладки нефтепровода проводилось в аспекте его защиты от воздействия опасных геокриологических процессов, возникающих в многолетнемерзлых грунтах. В работе рассмотрены 10 различных многолетнемерзлых грунтов: пески, супеси и суглинки, отличающиеся суммарной влажностью в мерзлом состоянии. Характеристики грунтов определены по данным работы [5], нормативных документов [12, 26] и представлены в таблицах 3-5.

Таблица 3 – Характеристика многолетнемерзлых песков

Наименование показателя	Значение показателя для грунта		
	Песок 1	Песок 2	Песок 3
Суммарная влажность мерзлого грунта	0,15	0,20	0,25
Количество незамерзшей воды	0,01	0,01	0,01
Коэффициент теплопроводности мерзлого грунта, Вт/(м·°С)	1,86	2,01	2,12

					Объект и методы исследования	Лист
						18
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Наименование показателя	Значение показателя для грунта		
	Песок 1	Песок 2	Песок 3
Плотность мерзлого грунта, кг/м ³	1600	1600	1600
Объемная теплоемкость мерзлого грунта, Вт·ч/(м ³ ·°С)	430,3	459,4	476,8
Объемная теплоемкость талого грунта, Вт·ч/(м ³ ·°С)	546,6	604,8	657,1
Поправочный коэффициент k_m	1,0	1,0	1,0
Затраты тепла при сезонном оттаивании грунта, МДж/м ³	75,0	101,8	128,6
Коэффициент оттаивания	0,013	0,041	0,100
Коэффициент сжимаемости, 1/МПа	0,017	0,021	0,026
Сопротивление грунта сдвигу, кПа	50	50	50
Давление на грунт под нижним концом свай, кПа	850	850	850
Сила пучения, кПа	90	90	90
Температура оттаивания, °С	минус 0,1	минус 0,1	минус 0,1
Категория грунта по трудности разработки	Ім	Ім	Ім

Таблица 4 – Характеристика многолетнемерзлых супесей

Наименование показателя	Значение показателя для грунта		
	Супесь 1	Супесь 2	Супесь 3
Суммарная влажность мерзлого грунта	0,20	0,30	0,40
Количество незамерзшей воды	0,04	0,04	0,04
Коэффициент теплопроводности мерзлого грунта, Вт/(м·°С)	1,77	2,12	2,33
Коэффициент теплопроводности талого грунта, Вт/(м·°С)	1,56	1,72	1,80
Плотность мерзлого грунта, кг/м ³	1800	1800	1800
Объемная теплоемкость мерзлого грунта, Вт·ч/(м ³ ·°С)	511,7	558,2	604,8
Объемная теплоемкость талого грунта, Вт·ч/(м ³ ·°С)	674,5	802,5	924,6
Поправочный коэффициент k_m	5,7	5,5	5,3
Затраты тепла при сезонном оттаивании грунта, МДж/м ³	96,5	156,8	217,1
Коэффициент оттаивания	0,049	0,110	0,250
Коэффициент сжимаемости, 1/МПа	0,022	0,029	0,044
Сопротивление грунта сдвигу, кПа	50	50	50
Давление на грунт под нижним концом свай, кПа	750	750	750
Сила пучения, кПа	90	90	90
Температура оттаивания, °С	минус 0,15	минус 0,15	минус 0,15
Категория грунта по трудности разработки	Ім	Ім	Ім

					Объект и методы исследования	Лист
						19
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Таблица 5– Характеристика многолетнемерзлых суглинков

Наименование показателя	Значение показателя для грунта			
	Суглинок 1	Суглинок 2	Суглинок 3	Суглинок 4
Суммарная влажность мерзлого грунта	0,20	0,30	0,40	0,60
Количество незамерзшей воды	0,10	0,10	0,10	0,10
Коэффициент теплопроводности мерзлого грунта, Вт/(м·°С)	1,60	1,87	2,00	2,10
Коэффициент теплопроводности талого грунта, Вт/(м·°С)	1,30	1,49	1,63	1,69
Плотность мерзлого грунта, кг/м ³	1800	1800	1800	1800
Объемная теплоемкость мерзлого грунта, Вт·ч/(м ³ ·°С)	511,7	558,2	604,8	651,3
Объемная теплоемкость талого грунта, Вт·ч/(м ³ ·°С)	674,5	802,5	924,6	953,7
Поправочный коэффициент k_m	5,7	5,5	5,3	5,1
Затраты тепла при сезонном оттаивании грунта, МДж/м ³	60,3	120,6	180,9	301,5
Коэффициент оттаивания	0,027	0,130	0,220	0,400
Коэффициент сжимаемости, 1/МПа	0,019	0,023	0,029	0,045
Сопротивление грунта сдвигу, кПа	40	40	40	40
Давление на грунт под нижним концом сваи, кПа	650	650	650	650
Сила пучения, кПа	90	90	90	90
Температура оттаивания, °С	минус 0,2	минус 0,2	минус 0,2	минус 0,2
Категория грунта по трудности разработки	Ім	Ім	Ім	Ім

2.4 Методы и методики исследования

Для определения параметров прокладки и инженерной защиты нефтепровода в выпускной квалификационной работе применен метод математического моделирования следующих процессов: возникновения сезоннооттаивающего слоя грунта, оттаивания многолетнемерзлого грунта вокруг подземного нефтепровода, осадки оттаявшего грунта, изгиба нефтепровода при осадке, морозного пучения грунта. Методики расчета принимаются в соответствии с рекомендациями нормативных документов [12, 13].

Для каждого из рассматриваемых грунтов определяются параметры прокладки и инженерной защиты, обеспечивающие ограничение воздействия опасных геокриологических процессов на требуемом уровне. Выбранные

					Объект и методы исследования	Лист
						20
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

технические решения должны обеспечивать выполнение условия прочности нефтепровода и сохранение его проектного положения.

Выбор оптимального способа прокладки осуществляется на основании экономических расчетов. Сравнивается сметная стоимость надземной и подземной прокладки нефтепровода для каждого из рассматриваемых грунтов с учетом мероприятий по инженерной защите. Оптимальным определяется способ прокладки, который обеспечивает выполнение условия прочности и сохранение проектного положения нефтепровода в течение всего периода эксплуатации при минимальной стоимости реализации.

3 ОПРЕДЕЛЕНИЕ ПАРАМЕТРОВ ПРОКЛАДКИ И ИНЖЕНЕРНОЙ ЗАЩИТЫ НЕФТЕПРОВОДА

Согласно СП 25.13330.2012 [12], существует два принципа использования многолетнемерзлого грунта в качестве основания:

I принцип – многолетнемерзлые грунты основания используются в мерзлом состоянии, сохраняемом в процессе строительства и в течение всего периода эксплуатации сооружения;

II принцип – многолетнемерзлые грунты основания используются в оттаянном или оттаивающем состоянии (с их предварительным оттаиванием на расчетную глубину до начала возведения или с допущением их оттаивания в период эксплуатации сооружения).

При сооружении нефтепровода реализация I принципа использования многолетнемерзлых грунтов в качестве основания возможна, если прокладка осуществляется надземным способом на свайных опорах. Положения СП 36.13330.2012 [13] допускают использование в районах островного распространения многолетнемерзлых грунтов II принципа при подземной прокладке нефтепровода с оттаиванием грунта в период эксплуатации сооружения.

3.1 Подземная прокладка нефтепровода

Подземная прокладка является наиболее распространенным способом сооружения магистральных трубопроводов, согласно данным [27], около 98 % протяженности нефтегазопроводов проложено подземным способом. При подземной прокладке достигается максимальная механизация всех видов работ, не загромождается территория, отсутствует воздействие солнечной радиации и атмосферных осадков, трубопровод находится в стабильных атмосферных условиях.

					Выбор оптимального способа прокладки линейной части магистрального нефтепровода в районах островного распространения многолетнемерзлых грунтов								
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата									
Разраб.	Чехлов				Определение параметров прокладки и инженерной защиты нефтепровода				Лит.	Лист	Листов		
Руковод.	Чухарева										22	96	
Консульт.									Кафедра транспорта и хранения нефти и газа Группа 2Б2Б				
Зав. Каф.	Рудаченко												

В районах распространения многолетнемерзлых грунтов подземная прокладка трубопроводов осложняется опасными геокриологическими процессами и возможна лишь после проведения мероприятий по инженерной защите. Это значительно повышает стоимость строительства подземного трубопровода, поэтому выбор способа прокладки трубопровода в условиях вечной мерзлоты должен быть обоснован технико-экономическими расчетами.

Опыт строительства магистральных нефтепроводов на многолетнемерзлых грунтах, описанный в исследовании [2], указывает на то, что подземный нефтепровод может испытывать воздействие таких опасных геокриологических процессов, как осадка грунта и термокарст. Эти процессы развиваются при оттаивании многолетнемерзлого грунта, которое может быть сезонным или многолетним, вызванным эксплуатацией подземных сооружений, имеющих положительную температуру. Следствием воздействия опасных процессов является неравномерная осадка трубопровода, которая ведет к изменению напряженно-деформированного состояния и может стать причиной возникновения аварийной ситуации.

Термокарст – это совокупность физико-геологических процессов и явлений, состоящих из таяния ледяных включений и залежей, и возникновения в толщах мерзлых пород полостей после вытекания из них талой воды [6]. Однако согласно исследованию [22], в условиях островного распространения многолетнемерзлых грунтов развитие данного процесса наблюдается крайне редко из-за малой мощности мерзлых пород и отсутствия крупных ледяных включений.

Таким образом, в условиях островного распространения многолетнемерзлых грунтов из опасных геокриологических процессов на подземный нефтепровод может воздействовать только осадка грунта. Согласно [2], суммарная осадка складывается из следующих составляющих: осадки за счет уменьшения объема льда при таянии, осадки под действием собственного веса и приложенной нагрузки, осадки за счет оттока поровой воды после оттаивания.

					Определение параметров прокладки и инженерной защиты нефтепровода	Лист
						23
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Для устранения воздействия на подземный нефтепровод осадки грунта, вызванной сезонным оттаиванием, при проектировании трубопровода необходимо учитывать глубину сезонного растепления многолетнемерзлого грунта. Заглубление трубопровода следует назначать на величину большую, чем глубина сезонного оттаивания.

Негативное воздействие осадки многолетнемерзлого грунта, вызванной тепловым воздействием подземного нефтепровода, может быть устранено одним из следующих способов: уменьшением теплового воздействия трубопровода на грунт, заменой мерзлого грунта в основании трубопровода, применением вертикальных компенсаторов.

Снижение теплового воздействия подземного нефтепровода на многолетнемерзлый грунт осуществляется за счет применения различных типов тепловой изоляции. Согласно исследованиям [2, 16, 17], в настоящее время при сооружении магистральных нефтепроводов на многолетнемерзлых грунтах применяют кольцевую теплоизоляцию из жесткого заливочного пенополиуретана заводского нанесения. Если заводская тепловая изоляция не обеспечивает ограничение осадки подземного нефтепровода до требуемых значений, одним из возможных решений является применение дополнительного теплоизоляционного экрана из сегментных пенополистирольных плит, укладываемых на дно траншеи.

Также ограничение осадки возможно за счет замены льдистого грунта в основании траншеи сухим уплотненным грунтом. Удаление мерзлого грунта из траншеи устраняет компонент суммарной осадки, состоящий в уменьшении объема льда при таянии, который, согласно исследованию [22], оказывает наибольшее влияние на осадку многолетнемерзлого грунта. Замена льдистого грунта применяется как дополнительная мера к другим техническим решениям по ограничению осадки многолетнемерзлого грунта.

Вертикальные компенсаторы сооружаются путем устройства углов упругого изгиба в местах перехода трубопровода из талого в мерзлый грунт. При осадке грунта из-за многолетнего оттаивания трубопровод постепенно

					Определение параметров прокладки и инженерной защиты нефтепровода	Лист
						24
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

опускается, но за счет действия компенсаторов в нем не возникает дополнительных напряжений изгиба и снижается вероятность аварийной ситуации. Однако согласно исследованию [2], применение вертикальных компенсаторов целесообразно в условиях, когда протяженность участка многолетнемерзлого грунта составляет более 300 м. При строительстве магистральных трубопроводов в условиях островного распространения многолетнемерзлых грунтов вертикальные компенсаторы не применяются.

В данной выпускной квалификационной работе в качестве мероприятий по инженерной защите подземного нефтепровода от осадки в условиях островного распространения многолетнемерзлых грунтов рассмотрены:

- применение заводской тепловой изоляции труб;
- применение заводской тепловой изоляции труб и замена льдистого грунта в основании траншеи;
- применение заводской тепловой изоляции труб и дополнительной тепловой изоляции из сегментных плит;
- применение заводской тепловой изоляции труб, дополнительной тепловой изоляции из сегментных плит и замена льдистого грунта в основании траншеи.

Выбор мероприятий, достаточных для ограничения осадки подземного нефтепровода на требуемом уровне, осуществляется на основании расчетов глубины оттаивания грунта в основании трубопровода и осадки многолетнемерзлого грунта. Также производится расчет осадки нефтепровода без инженерной защиты для обоснования необходимости ее проведения.

3.1.1 Расчет глубины заложения оси нефтепровода

Появление сезоннооттаивающего слоя в многолетнемерзлых грунтах связано с сезонными колебаниями температуры воздуха. Согласно исследованию [28], максимальные значения глубины сезоннооттаивающего слоя многолетнемерзлого грунта наблюдаются в сентябре, перед тем, как начнется сезонное промерзание грунта. Возникающие геокриологические

					Определение параметров прокладки и инженерной защиты нефтепровода	Лист
						25
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

процессы могут оказывать негативное воздействие как на подземные, так и на надземные сооружения. Расчетная схема для определения глубины сезонного оттаивания грунта представлена на рисунке 1.

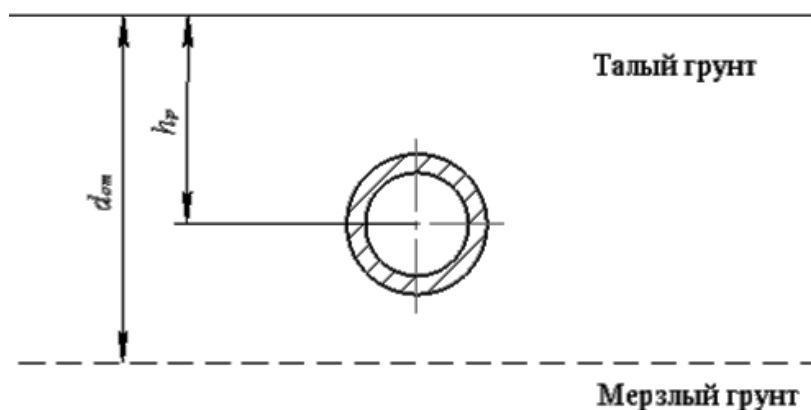


Рисунок 1 – Расчетная схема для определения глубины сезонного оттаивания грунта

При сезонном оттаивании грунта на глубину, большую, чем глубина заложения оси трубопровода, возможна осадка многолетнемерзлого грунта в основании трубопровода, что повлечет изменение его напряженно-деформированного состояния. Для устранения воздействия сезонного оттаивания на подземный нефтепровод глубина заложения его оси определяется из условия 1.

$$d_{om} \leq h_p, \quad (1)$$

где d_{om} – глубина сезонного оттаивания грунта, м;

h_p – глубина заложения оси нефтепровода, м.

Глубина сезонного оттаивания многолетнемерзлого грунта определяется по методике, предложенной в СП 25.13330.2012 [12], по формуле 2.

$$d_{om} = \sqrt{\frac{2 \cdot \lambda_m \cdot (T_n - T_{om}) \cdot t_n}{q_1} + \left(\frac{Q}{2 \cdot q_1} \right)^2} - \frac{Q}{2 \cdot q_1}, \quad (2)$$

где λ_m – коэффициент теплопроводности талого грунта, Вт/(м·°С);

T_n – расчетная температура поверхности грунта в летний период, °С, определяемая по формуле 3;

T_{om} – температура оттаивания грунта, °С;

					Определение параметров прокладки и инженерной защиты нефтепровода	Лист
						26
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

t_n – расчетный период положительных температур, ч, определяемый по формуле 4;

q_1 – коэффициент, Дж/м³, определяемый по формуле 5;

Q – коэффициент, Дж/м², определяемый по формуле 6.

$$T_n = 1,4 \cdot T_{\theta} + 2,4, \quad (3)$$

где T_{θ} – средняя температура воздуха за период положительных температур, °С.

$$t_n = 1,15 \cdot t_{\theta} + 0,1 \cdot t_1, \quad (4)$$

где t_{θ} – продолжительность периода положительных температур, ч;

t_1 – время, принимаемое равным 3600ч.

$$q_1 = L_v + \left(\frac{t_n}{t_2} - 0,1 \right) \cdot [C_m \cdot (T_n - T_{om}) - C_{\text{м}} \cdot (T_0 - T_{om})], \quad (5)$$

где L_v – затраты тепла при сезонном оттаивании грунта, Дж/м³;

t_2 – время, принимаемое равным 7500ч;

C_m – объемная теплоемкость талого грунта, Вт·ч/(м³·°С);

$C_{\text{м}}$ – объемная теплоемкость мерзлого грунта, Вт·ч/(м³·°С);

T_0 – средняя температура многолетнемерзлого грунта, °С.

$$Q = \left(0,25 - \frac{t_n}{t_1} \right) \cdot (T_0 - T_{om}) \cdot k_m \cdot \sqrt{\lambda_{\text{м}} \cdot C_{\text{м}} \cdot t_n}, \quad (6)$$

где k_m – поправочный коэффициент;

$\lambda_{\text{м}}$ – коэффициент теплопроводности мерзлого грунта, Вт/(м·°С).

Подставляем исходные данные из таблиц 2-5 в формулы 2-6 и получаем расчетные значения глубин сезонного оттаивания для рассматриваемых многолетнемерзлых грунтов.

Для устранения возможности осадки подземного нефтепровода под воздействием сезонного оттаивания многолетнемерзлого грунта принимаем глубину заложения оси нефтепровода, согласно условию 1, равной глубине сезоннооттаивающего слоя грунта. Значения глубин заложения оси нефтепровода в исследуемых многолетнемерзлых грунтах представлены на рисунке 2.

					Определение параметров прокладки и инженерной защиты нефтепровода	Лист
						27
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

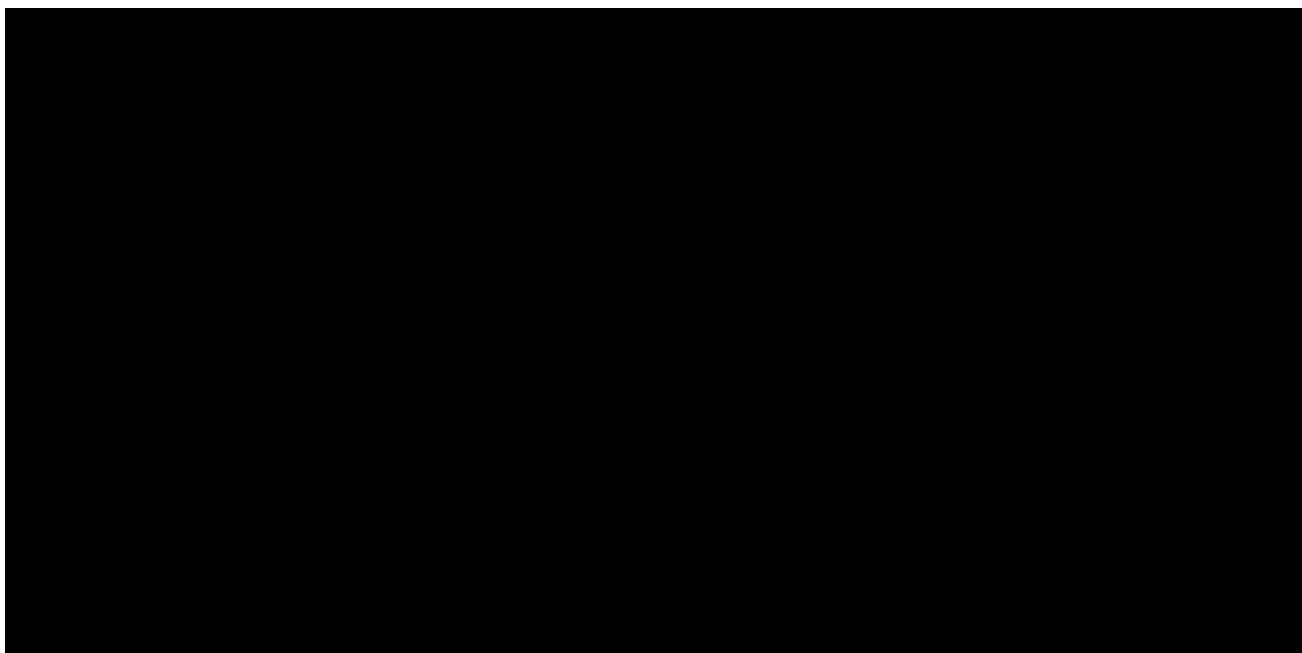


Рисунок 2 – Глубины заложения оси нефтепровода

По результатам расчетов максимальная глубина заложения оси нефтепровода составляет [REDACTED] м в грунте «[REDACTED]», минимальная – [REDACTED] м в грунте «[REDACTED]». Полученные значения удовлетворяют требованиям СП 36.13330.2012 [13], устанавливающего минимальную величину заглубления трубопровода.

3.1.2 Расчет предельно допустимой осадки

Осадка подземного нефтепровода, вызванная таянием многолетнемерзлого грунта в его основании, в условиях островного распространения многолетнемерзлых грунтов является опасным явлением. Из-за чередования участков талых и мерзлых грунтов осадка нефтепровода происходит неравномерно, что влечет возникновение дополнительных напряжений от изгиба нефтепровода. С увеличением осадки напряжение изгиба растет и может достичь величины, при котором перестанет выполняться условие прочности нефтепровода и возникнет аварийная ситуация. Для обеспечения безаварийной работы подземного нефтепровода необходимо ограничить осадку на уровне, при котором возникающие напряжения изгиба не вызывают нарушения условия прочности.

Расчет предельно допустимой осадки производится с использованием методов строительной механики, представленных в работе [29]. Нефтепровод представлен в виде балки, на которую действует распределенная нагрузка. Определяется максимальное напряжение изгиба, при котором выполняется условие прочности, и соответствующий ему прогиб балки. Значение прогиба является величиной предельно допустимой осадки нефтепровода. Расчетная схема для определения предельной осадки нефтепровода представлена на рисунке 3.

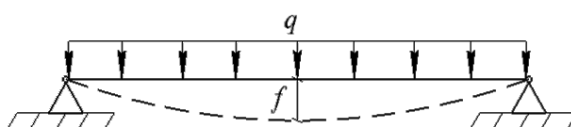


Рисунок 3 – Расчетная схема для определения предельной осадки нефтепровода

Для расчета предельно допустимой осадки нефтепровода необходимо определить значение действующей на него нагрузки. Она определяется согласно требованиям СП 20.13330.2011 [24] по формуле 7.

$$q_n = q_{тр} + q_{пр} + q_{гр}, \quad (7)$$

где q_n – полная расчетная нагрузка на подземный нефтепровод, Н/м;

$q_{тр}$ – расчетная нагрузка от собственного веса трубопровода, Н/м, определяемая по формуле 8;

$q_{пр}$ – расчетная нагрузка от веса транспортируемого продукта, Н/м, определяемая по формуле 9;

$q_{гр}$ – расчетная нагрузка от веса грунта засыпки, Н/м, определяемая по формуле 10.

$$q_{тр} = n_1 \cdot \rho_{ст} \cdot g \cdot \frac{\pi}{4} \cdot (D_n^2 - D_{вн}^2), \quad (8)$$

где n_1 – коэффициент надежности по нагрузке, определяемый по [24];

$\rho_{ст}$ – плотность стали, кг/м³;

g – ускорение свободного падения, $g = 9,81$ м/с²;

D_n – наружный диаметр нефтепровода, м;

$D_{вн}$ – внутренний диаметр нефтепровода, м.

$$q_{np} = n_2 \cdot \rho_n \cdot g \cdot \frac{\pi \cdot D_{вн}^2}{4}, \quad (9)$$

где n_2 – коэффициент надежности по нагрузке, определяемый по [24];

ρ_n – плотность нефти, кг/м³.

$$q_{zp} = n_3 \cdot \rho_3 \cdot g \cdot D_n \cdot \left(h_p - \frac{\pi \cdot D_n}{8} \right), \quad (10)$$

где n_3 – коэффициент надежности по нагрузке, определяемый по [24];

ρ_3 – плотность грунта засыпки, кг/м³;

h_p – глубина заложения оси нефтепровода, м.

Так как согласно результатам, полученным в пункте 3.1.1, глубина заложения оси нефтепровода в различных грунтах разная, нагрузка, действующая на нефтепровод, также будет отличаться в зависимости от типа грунта, в котором производится прокладка.

Значение прогиба балки согласно методике, предложенной в работе [29], определяется по формуле 11.

$$f = \frac{4}{3} \cdot \frac{[M]^2}{q_n \cdot E \cdot I}, \quad (11)$$

где E – модуль продольной упругости стали, МПа;

I – осевой момент инерции, м⁴, определяемы по формуле 12;

$[M]$ – допустимый изгибающий момент в трубопроводе, Н·м,

определяемый по формуле 13.

$$I = \frac{\pi}{64} \cdot (D_n^4 - D_{вн}^4), \quad (12)$$

$$[M] = \frac{2 \cdot I}{D_n} \cdot [\sigma_u], \quad (13)$$

где $[\sigma_u]$ – допустимое напряжение изгиба, МПа.

Допустимое напряжение изгиба определяется по формуле 14 из условия прочности нефтепровода, приведенного в СП 36.13330.2012 [13].

$$[\sigma_u] = R_1 - \left(\alpha_t \cdot E \cdot \Delta t + \nu \cdot \frac{n_p \cdot p \cdot D_{вн}}{2 \cdot \delta} \right), \quad (14)$$

где R_1 – расчетное сопротивление трубной стали, МПа, определяемое по формуле 15;

α_t – коэффициент температурного расширения стали, $1/^\circ\text{C}$;

Δt – температурный перепад, $^\circ\text{C}$;

ν – коэффициент Пуассона;

n_p – коэффициент надежности по нагрузке от внутреннего давления;

p – рабочее давление, МПа;

δ – толщина стенки.

$$R_1 = \frac{R_1^H \cdot m}{k_1 \cdot k_n}, \quad (15)$$

где R_1^H – нормативное сопротивление стали, равное временному сопротивлению на разрыв, МПа;

m – коэффициент условий работы;

k_1 – коэффициент надежности по материалу;

k_n – коэффициент надежности по назначению.

Подставляем исходные данные из таблицы 1 и результаты, полученные в пункте 3.1.1, в формулы 7-15 и получаем значения прогиба балки при предельном напряжении изгиба. Эти значения численно равны предельно допустимой осадке нефтепровода $S_{пред}$, которая рассчитывается отдельно для каждого из рассматриваемых грунтов. Полученные значения представлены на рисунке 4.

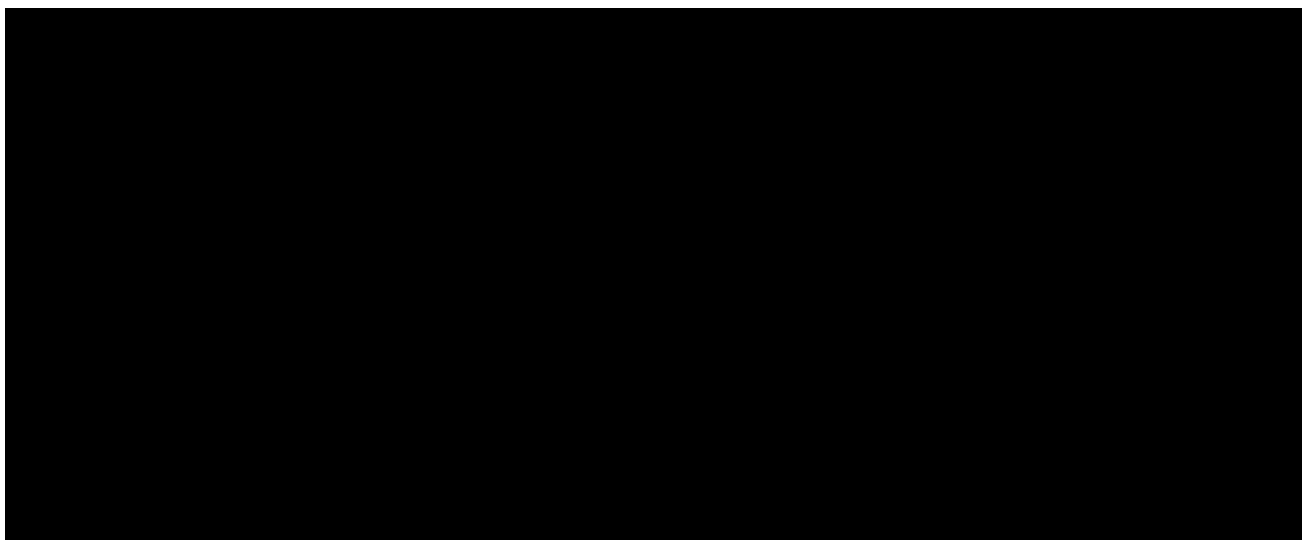


Рисунок 4 – Предельно допустимая осадка нефтепровода

По результатам расчетов наибольшая величина осадки нефтепровода допускается в грунте « » и составляет м, наименьшая – м в грунте « ». Это связано с различным заглублением нефтепровода в грунтах и объясняется наличием обратно пропорциональной зависимости между предельно допустимой осадкой и нагрузкой, действующей на нефтепровод.

3.1.3 Расчет глубины оттаивания грунта в основании нефтепровода

Осадку подземного трубопровода в условиях вечной мерзлоты происходит из-за оттаивания и уплотнения многолетнемерзлого грунта основания, которое может быть вызвано сезонным колебанием температуры воздуха или тепловым воздействием перекачиваемого продукта. Для трубопроводного транспорта нефти необходимо уменьшать ее вязкость путем нагрева, поэтому нефтепроводы круглый год имеют положительную температуру. Это обуславливает существенное тепловое влияние подземного нефтепровода на многолетнемерзлый грунт в его основании. Расчетная схема для определения глубины многолетнего оттаивания грунта в основании подземного нефтепровода представлена на рисунке 5.

					Определение параметров прокладки и инженерной защиты нефтепровода	Лист
						32
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

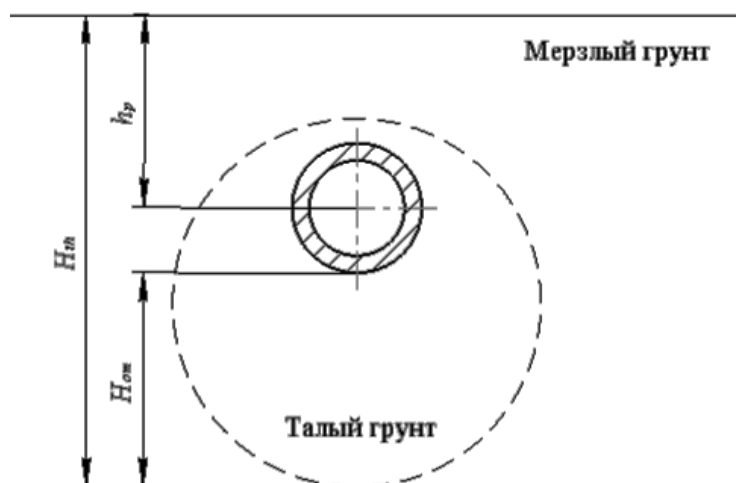


Рисунок 5 – Расчетная схема для определения глубины многолетнего оттаивания грунта в основании подземного нефтепровода

Глубина многолетнего оттаивания многолетнемерзлого грунта под нефтепроводом определяется согласно методике, представленной в СП 25.13330.2012 [12], по формуле 16.

$$H_{om} = H_{th} - r_{из} - h_p, \quad (16)$$

где H_{om} – глубина оттаивания грунта под нефтепроводом, м;

$r_{из}$ – радиус до внешней образующей кольцевой тепловой изоляции трубы, м, определяемый по формуле 17;

h_p – глубина заложения оси нефтепровода, м;

H_{th} – глубина оттаивания грунта, отсчитываемая от дневной поверхности, м, определяемая по формуле 18.

$$r_{из} = \frac{D_n}{2} + \delta_{из}, \quad (17)$$

где D_n – наружный диаметр нефтепровода, м;

$\delta_{из}$ – толщина кольцевой тепловой изоляции, м.

$$H_{th} = \xi \cdot r_{из}, \quad (18)$$

где ξ – безразмерная глубина оттаивания грунта под центром трубы.

Значение величины безразмерной глубины оттаивания грунта под центром трубы определяется по номограммам, представленным в приложении А,

в зависимости от безразмерных параметров m , I_t , β_T , рассчитываемых по формулам 19-21.

$$m = \frac{h_p}{r_{uz}}, \quad (19)$$

$$I_t = \frac{\lambda_m \cdot (T_{uz} - T_{om}) \cdot t}{4 \cdot L_t \cdot r_{uz}^2}, \quad (20)$$

$$\beta_T = -\frac{\lambda_m \cdot (T_0 - T_{om})}{\lambda_m (T_{uz} - T_{om})}, \quad (21)$$

где λ_m – коэффициент теплопроводности талого грунта, Вт/(м·°С);

T_{uz} – температура внешней поверхности тепловой изоляции трубы, °С, определяемая по формуле 22;

T_{om} – температура оттаивания грунта, °С;

t – срок эксплуатации трубопровода, ч;

L_t – затраты тепла на оттаивание грунта, Вт·ч/м³, определяемые по формуле 25;

λ_m – коэффициент теплопроводности мерзлого грунта, Вт/(м·°С);

T_0 – средняя температура многолетнемерзлого грунта, °С.

$$T_{uz} = \frac{T_{np} + T_0 \cdot \frac{2 \cdot \pi \cdot \lambda_m \cdot R_T}{A_p}}{1 + \frac{2 \cdot \pi \cdot \lambda_m \cdot R_T}{A_p}}, \quad (22)$$

где T_{np} – температура нефти, °С;

R_T – термическое сопротивление тепловой изоляции, м·°С/Вт, определяемое по формуле 23;

A_p – коэффициент, определяемый по формуле 24.

$$R_T = \frac{1}{2 \cdot \pi \cdot \lambda_{uz}} \ln \left(\frac{2 \cdot r_{uz}}{D_n} \right), \quad (23)$$

где λ_{uz} – коэффициент теплопроводности тепловой изоляции, Вт/(м·°С).

$$A_p = \ln \left(\frac{h_p}{r_{из}} + \sqrt{\frac{h_p^2}{r_{из}^2} - 1} \right), \quad (24)$$

$$L_t = L_0 \cdot \rho_m \cdot \frac{W_{tot} - W_{\omega}}{1 + W_{tot}} + 0,5 \cdot C_m \cdot T_{из} - C_m \cdot T_0, \quad (25)$$

где L_0 – удельная теплота фазовых превращений воды, $L_0 = 93 \text{ Вт} \cdot \text{ч/кг}$;

ρ_m – плотность мерзлого грунта, кг/м^3 ;

W_{tot} – суммарная влажность мерзлого грунта;

W_{ω} – количество незамерзшей воды;

C_m – объемная теплоемкость талого грунта, $\text{Вт} \cdot \text{ч}/(\text{м}^3 \cdot ^\circ\text{C})$;

C_m – объемная теплоемкость мерзлого грунта, $\text{Вт} \cdot \text{ч}/(\text{м}^3 \cdot ^\circ\text{C})$.

Расчет глубины многолетнего оттаивания многолетнемерзлых грунтов в основании подземного нефтепровода осуществляется для трубопровода без изоляции, с заводской и дополнительной тепловой изоляцией.

3.1.3.1 Нефтепровод без тепловой изоляции

Для обоснования необходимости проведения мероприятий по инженерной защите подземного нефтепровода необходимо показать, что осадка трубопровода без тепловой изоляции превышает предельно допустимую осадку. Для этого требуется рассчитать глубину оттаивания многолетнемерзлого грунта в основании подземного нефтепровода без тепловой изоляции, для которого величина $\delta_{из}$ принята равной нулю.

Подставляем исходные данные из таблиц 1, 3-5 и результаты, полученные в пункте 3.1.1, в формулы 16-25 и, используя номограммы из приложения А, получаем значения глубин многолетнего оттаивания рассматриваемых грунтов, принятых в качестве основания подземного нефтепровода. Полученные значения представлены на рисунке 6.

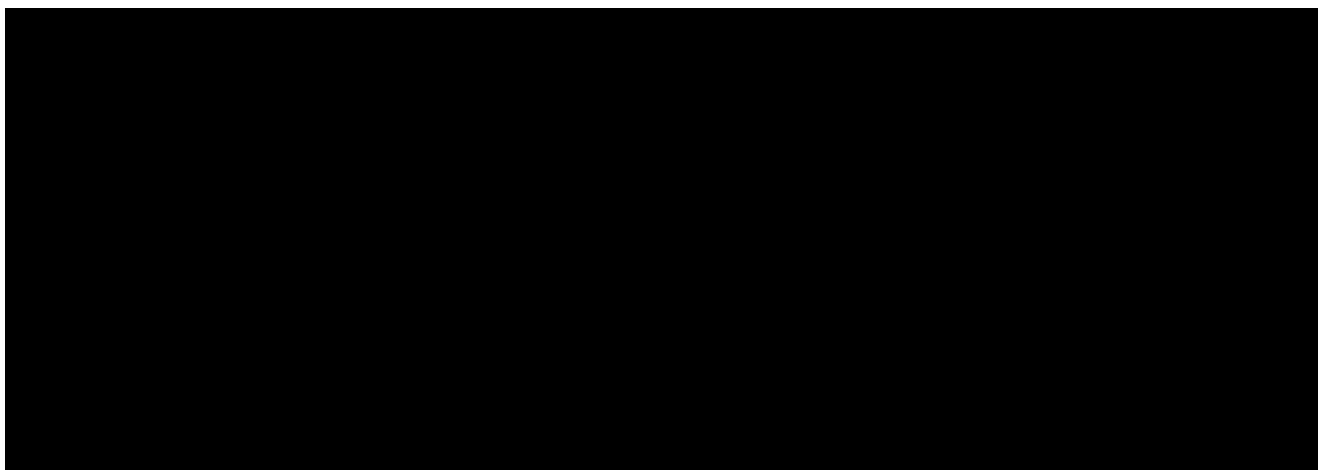


Рисунок 6 – Глубины многолетнего оттаивания грунтов в основании нефтепровода без тепловой изоляции

По результатам расчетов максимальная глубина многолетнего оттаивания составляет [REDACTED] м в грунте «[REDACTED]», минимальная – [REDACTED] м в грунте «[REDACTED]».

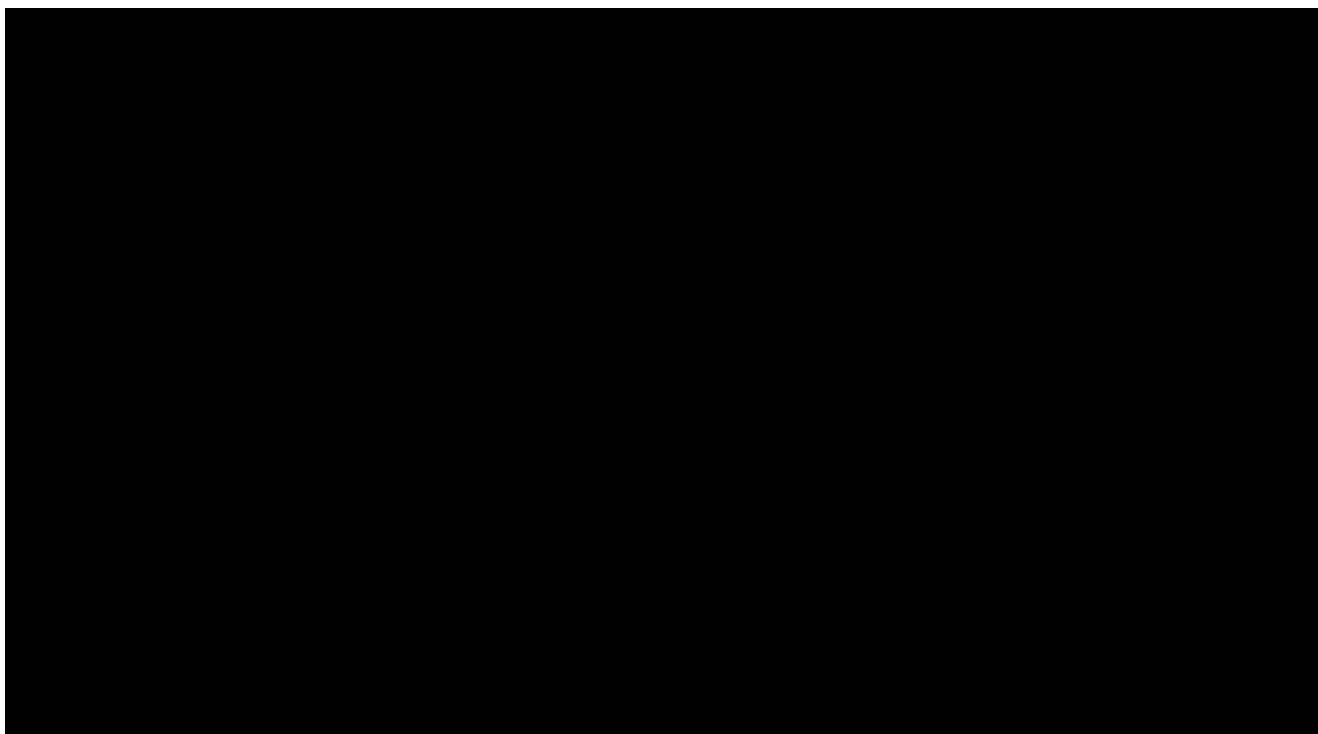
3.1.3.2 Нефтепровод с заводской тепловой изоляцией

Характеристики заводской тепловой изоляции, применяемой для прокладки нефтепровода на многолетнемерзлых грунтах, представлены в таблице 6.

Таблица 6 – Характеристика заводской тепловой изоляции

Наименование показателя	Значение показателя
Материал	Пенополиуретан
Толщина, мм	75
Коэффициент теплопроводности, Вт/(м·°С)	0,029

Подставляем исходные данные из таблиц 1, 3-6 и результаты, полученные в пункте 3.1.1, в формулы 16-25 и, используя номограммы из приложения А, получаем значения глубин многолетнего оттаивания рассматриваемых грунтов, принятых в качестве основания подземного нефтепровода, защищенного заводской тепловой изоляцией. Полученные результаты представлены на рисунке 7.



По результатам расчетов максимальная глубина многолетнего оттаивания составляет ■■■ м в грунте «■■■■■», минимальная – ■■■ м в грунте «■■■■■». Таким образом, за счет применения заводской тепловой изоляции глубина многолетнего оттаивания снижается на величину от ■■■ % в грунте «■■■■■» до ■■■ % в грунте «■■■■■».

Дополнительная тепловая изоляция из плит, укладываемых на дно траншеи, применяется совместно с заводской тепловой изоляцией труб. Характеристики дополнительной тепловой изоляции, применяемой для прокладки нефтепровода на многолетнемерзлых грунтах, представлены в таблице 7.

Наименование показателя	Значение показателя
Материал	Пенополистирол
Толщина, мм	100
Коэффициент теплопроводности, Вт/(м·°С)	0,038

При совместном использовании заводской и дополнительной тепловой изоляции суммарное термическое сопротивление, согласно СП 61.13330.2012 [30], следует определять по формуле 26.

$$R_T = R_{T1} + R_{T2}, \quad (26)$$

где R_{T1} – термическое сопротивление заводской изоляции, $\text{м} \cdot ^\circ\text{C}/\text{Вт}$,
определяемое по формуле 23;

R_{T2} – термическое сопротивление дополнительной изоляции, $\text{м} \cdot ^\circ\text{C}/\text{Вт}$,
определяемое по формуле 27.

$$R_{T2} = \frac{1}{2 \cdot \pi \cdot \lambda_{из2}} \ln \left(\frac{r_{из} + \delta_{из2}}{r_{из}} \right), \quad (27)$$

где $\lambda_{из2}$ – коэффициент теплопроводности дополнительной тепловой изоляции, $\text{Вт}/(\text{м} \cdot ^\circ\text{C})$;

$r_{из}$ – радиус до внешней образующей заводской тепловой изоляции трубы, м;

$\delta_{из2}$ – толщина дополнительной тепловой изоляции, м.

Подставляем исходные данные из таблиц 1, 3-7 и результаты, полученные в пункте 3.1.1, в формулы 16-27 и, используя номограммы из приложения А, получаем значения глубин многолетнего оттаивания рассматриваемых грунтов, принятых в качестве основания подземного нефтепровода, защищенного заводской и дополнительной тепловой изоляцией. Полученные результаты представлены на рисунке 8.

A – коэффициент оттаивания грунта;

a – коэффициент сжимаемости грунта, 1/МПа;

σ – давление от вышележащего грунта и трубопровода, МПа, определяемое по формуле 29;

H_{om} – глубина оттаивания грунта под нефтепроводом, м.

$$\sigma = \frac{2 \cdot q_n}{\pi \cdot D_n} + \rho_m \cdot g \cdot \frac{H_{om}}{2}, \quad (29)$$

где q_n – полная расчетная нагрузка на подземный нефтепровод, Н/м;

D_n – наружный диаметр нефтепровода, м;

ρ_m – плотность мерзлого грунта, кг/м³;

g – ускорение свободного падения, $g = 9,81$ м/с².

Расчет осадки осуществляется для трубопровода без изоляции, с заводской и дополнительной тепловой изоляцией. Полученные значения осадки сравниваются с предельно допустимой осадкой, рассчитанной в пункте 3.1.2, для того, чтобы для каждого из рассматриваемых грунтов определить, каких из предложенных мер по инженерной защите нефтепровода достаточно для обеспечения безаварийной работы. Достаточность принимаемых мер определяется из условия 30.

$$S \leq S_{пред}, \quad (30)$$

где $S_{пред}$ – предельно допустимая осадка грунта, м.

3.1.4.1 Нефтепровод без тепловой изоляции

Расчет осадки подземного нефтепровода без изоляции производится для того, чтобы обосновать необходимость проведения мероприятий по инженерной защите трубопровода, ограничивающих осадку многолетнемерзлого грунта. Для расчета осадки подставляем исходные данные из таблиц 1, 3-5 и результаты, полученные в подпункте 3.1.3.1, в формулы 28-29 и получаем расчетную осадку нефтепровода за установленный период эксплуатации. Полученные значения для сравнения с предельно допустимой осадкой, рассчитанной в пункте 3.1.2, представлены на рисунке 9.

					Определение параметров прокладки и инженерной защиты нефтепровода	Лист
						40
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

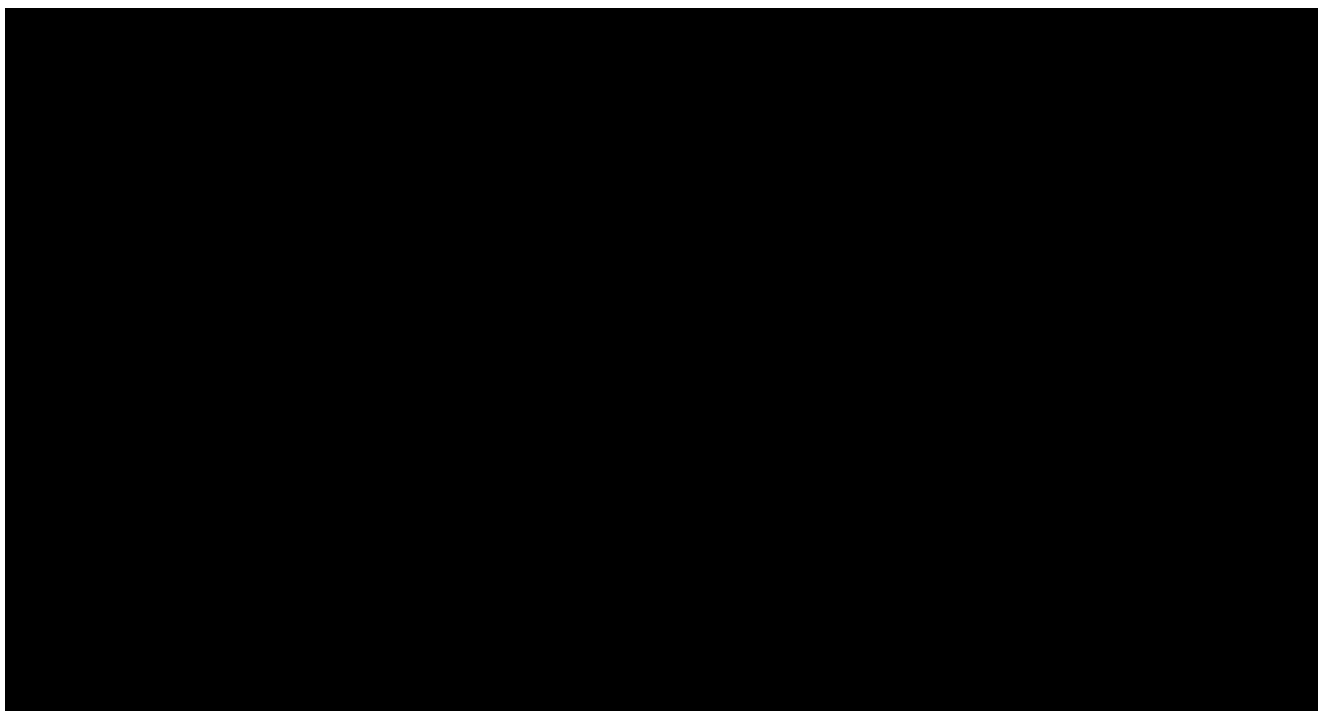


Рисунок 9 – Сравнение расчетной осадки нефтепровода без изоляции с предельно допустимой осадкой

По результатам расчетов максимальная осадка нефтепровода составляет ■ м в грунте «■», минимальная – ■ м в грунте «■».

Условие 30 выполняется только для грунта «■»: расчетная осадка – ■ м, предельно допустимая осадка – ■ м. Прокладка подземного нефтепровода в данном грунте возможна без проведения мероприятий по инженерной защите трубопровода от осадки многолетнемерзлого грунта.

3.1.4.2 Нефтепровод с заводской тепловой изоляцией

Для расчета осадки подземного нефтепровода с заводской тепловой изоляцией подставляем исходные данные из таблиц 1, 3-5 и результаты, полученные в подпункте 3.1.3.2, в формулы 28-29 и получаем расчетную осадку нефтепровода за установленный период эксплуатации. Полученные значения для сравнения с предельно допустимой осадкой, рассчитанной в пункте 3.1.2, представлены на рисунке 10.

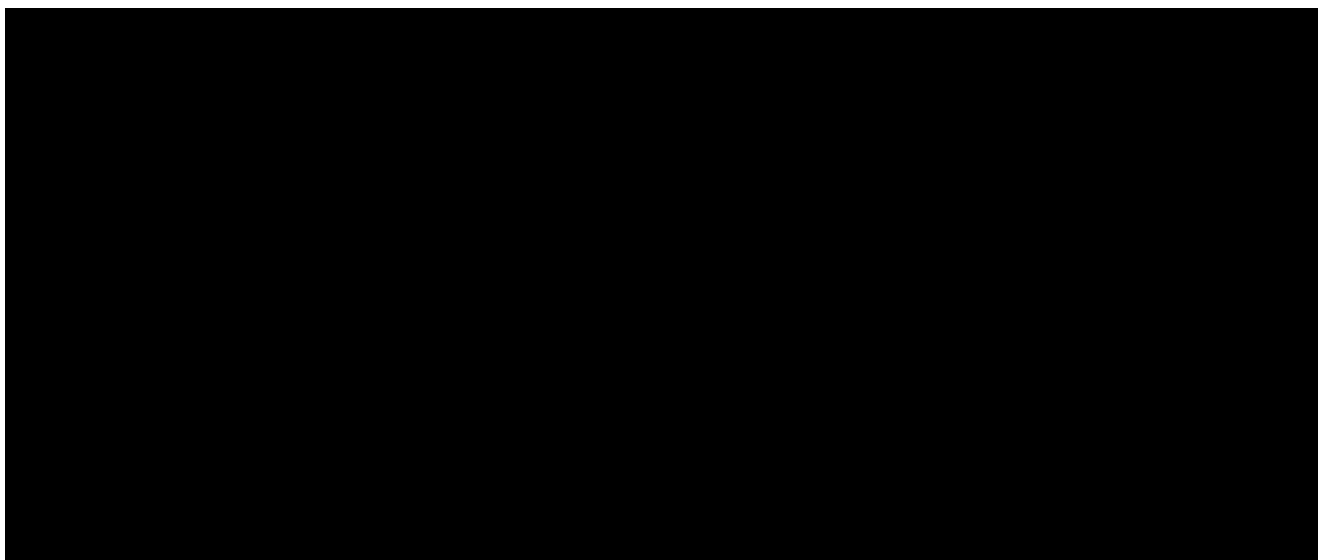


Рисунок 11 – Сравнение расчетной осадки нефтепровода с дополнительной изоляцией с предельно допустимой осадкой

По результатам расчетов максимальная осадка нефтепровода составляет 0,44 м в грунте «XXXXXXXXXX», минимальная – XXXX м в грунте «XXXXXXXXXX».

Условие 30 выполняется для грунтов:

- «XXXXXXXXXX»: расчетная осадка – XXXX м, предельно допустимая осадка – XXXX м;
- «XXXXXXXXXX»: расчетная осадка – XXXX м, предельно допустимая осадка – XXXX м;
- «XXXXXXXXXX»: расчетная осадка – XXXX м, предельно допустимая осадка – XXXX м;
- «XXXXXXXXXX»: расчетная осадка – XXXX м, предельно допустимая осадка – XXXX м;
- «XXXXXXXXXX»: расчетная осадка – XXXX м, предельно допустимая осадка – XXXX м;
- «XXXXXXXXXX»: расчетная осадка – XXXX м, предельно допустимая осадка – XXXX м;
- «XXXXXXXXXX»: расчетная осадка – XXXX м, предельно допустимая осадка – XXXX м.

Для прокладки подземного нефтепровода в данных грунтах достаточно применения дополнительной тепловой изоляции.

3.1.5 Расчет объема замены льдистого грунта

В условиях грунтов, когда использование тепловой изоляции не обеспечивает выполнения условия 30, в качестве дополнительной меры инженерной защиты может быть применена замена льдистого грунта в основании траншеи. Мерзлый грунт удаляется из траншеи с помощью землеройной техники, на его место насыпает и уплотняется сухой минеральный грунт. Расчетная схема для определения объема замены льдистого грунта представлена на рисунке 12.

					Определение параметров прокладки и инженерной защиты нефтепровода	Лист
						43
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

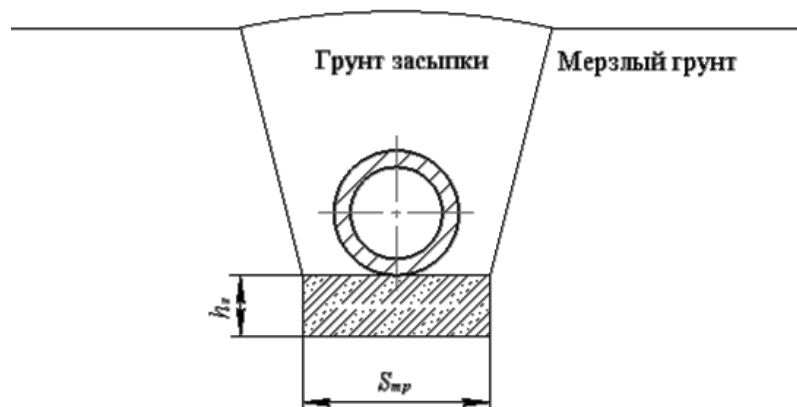


Рисунок 12 – Расчетная схема для определения объема замены льдистого грунта

Ширина низа траншеи согласно требованиям СП 36.13330.2012 [13] для трубопроводов диаметром более 700 мм определяется по формуле 31.

$$S_{тр} = 1,5 \cdot D, \quad (31)$$

где $S_{тр}$ – ширина низа траншеи, м;

D – условный диаметр нефтепровода, м.

Замена льдистого грунта должна обеспечивать выполнение условия 30, глубина замены, согласно требованиям СП 25.13330.2012 [12], определяется по формуле 32.

$$h_з = n_4 \cdot \frac{\delta \cdot H_{от} - S_{пред}}{\delta}, \quad (32)$$

где n_4 – коэффициент надежности, принимаемый равным 1,2;

δ – относительная осадка, определяемая по формуле 33;

$H_{от}$ – глубина оттаивания грунта под нефтепроводом, м;

$S_{пред}$ – предельно допустимая осадка грунта, м.

$$\delta = A + a \cdot \sigma, \quad (33)$$

где A – коэффициент оттаивания грунта;

a – коэффициент сжимаемости грунта, 1/МПа;

σ – давление от вышележащего грунта и трубопровода, Мпа.

Расчет глубины замены льдистого грунта осуществляется для нефтепровода с заводской и дополнительной тепловой изоляцией.

					Определение параметров прокладки и инженерной защиты нефтепровода	Лист
						44
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

3.1.5.1 Нефтепровод с заводской тепловой изоляцией

Замена льдистого грунта в основании подземного нефтепровода с заводской тепловой изоляцией осуществляется в грунтах, для которых согласно результатам, полученным в подпункте 3.1.4.2, условие 30 не выполняется.

Для расчета глубины замены льдистого грунта в основании траншеи подставляем значения, полученные в пункте 3.1.2 и подпунктах 3.1.3.2, 3.1.4.2, в формулы 32-33 и получаем значения глубин в тех из рассматриваемых грунтов, для которых данная мера инженерной защиты принята необходимой. Полученные результаты представлены на рисунке 13.

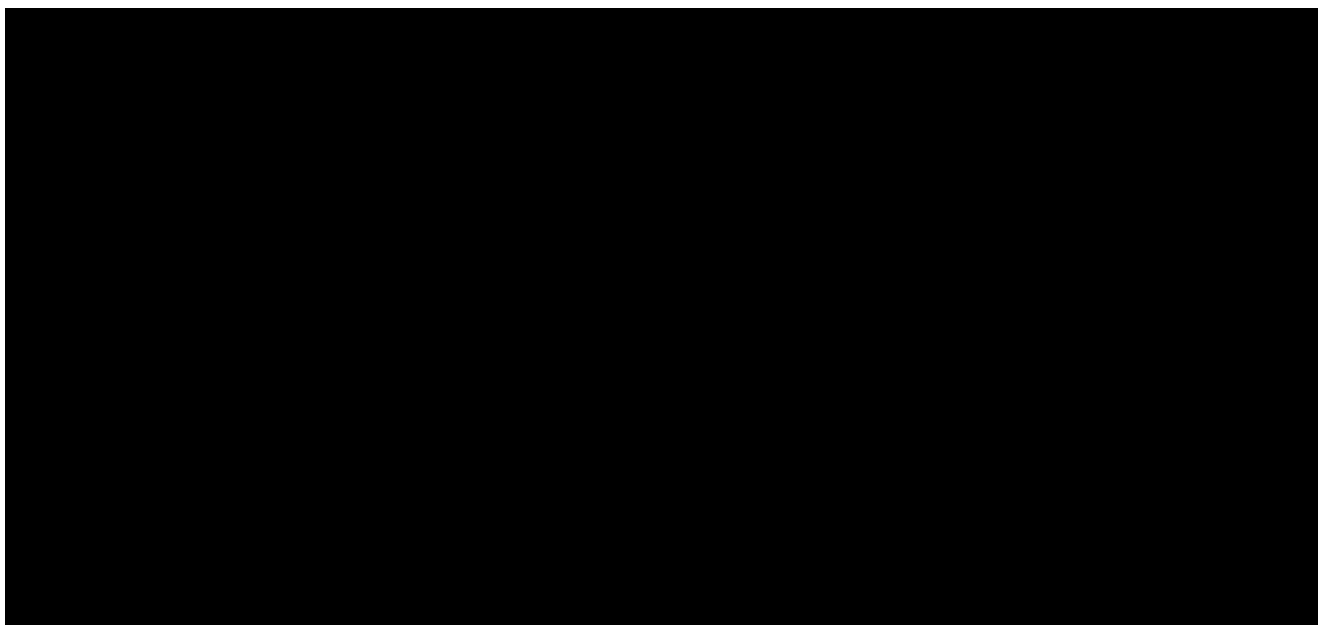


Рисунок 13 – Глубины замены льдистого грунта в основании нефтепровода с заводской изоляцией

По результатам расчетов определено, что в грунтах, для которых при подземной прокладке нефтепровода с заводской тепловой изоляцией не выполняется условие 30, необходимо произвести замену льдистого грунта в основании траншеи на глубину от ■■■ м в грунте «■■■■■■■■■■» до ■■■ м в грунте «■■■■■■■■■■».

3.1.5.2 Нефтепровод с дополнительной тепловой изоляцией

Замена льдистого грунта в основании подземного нефтепровода с дополнительной тепловой изоляцией осуществляется в грунтах, для которых

					Определение параметров прокладки и инженерной защиты нефтепровода	Лист
						45
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

согласно результатам, полученным в подпункте 3.1.4.3, условие 30 не выполняется.

Для расчета глубины замены льдистого грунта в основании траншеи подставляем значения, полученные в пункте 3.1.2 и подпунктах 3.1.3.3, 3.1.4.3, в формулы 32-33 и получаем значения глубин в тех из рассматриваемых грунтов, для которых данная мера инженерной защиты принята необходимой. Полученные результаты представлены на рисунке 14.

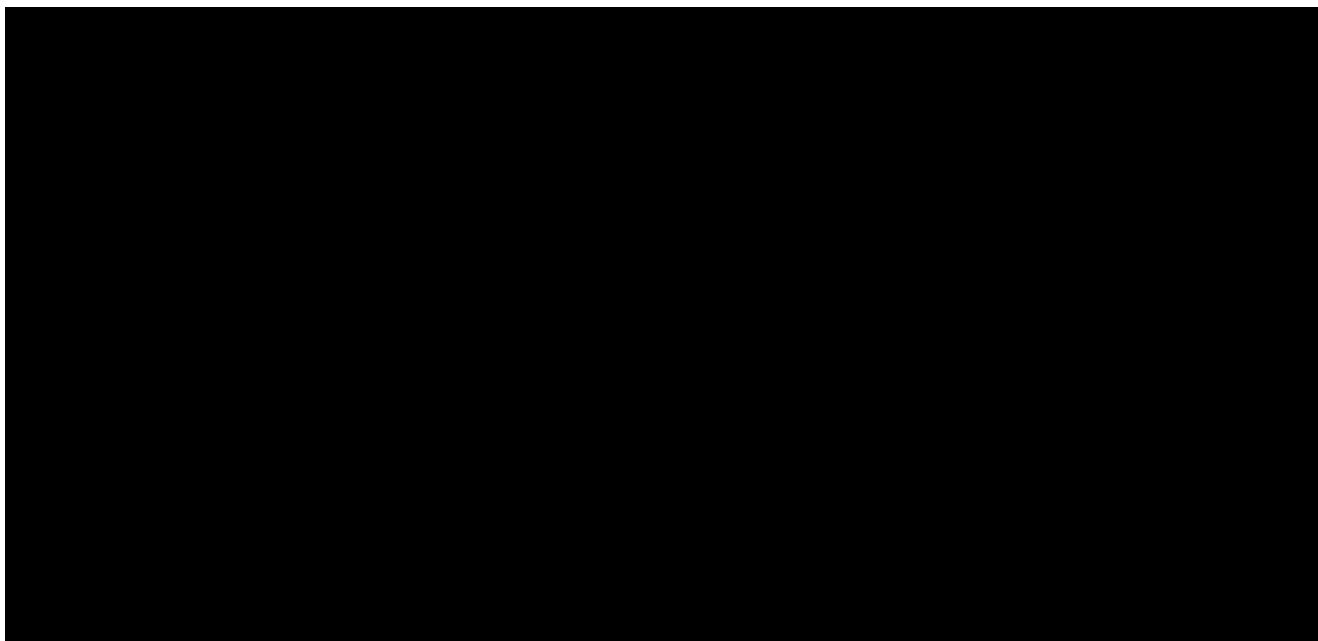


Рисунок 14 – Глубины замены льдистого грунта в основании нефтепровода с дополнительной изоляцией

По результатам расчетов определено, что в грунтах, для которых при подземной прокладке нефтепровода с дополнительной тепловой изоляцией не выполняется условие 30, необходимо произвести замену льдистого грунта в основании траншеи на глубину от ■■■ м в грунте «■■■■■■■■■■» до ■■■ м в грунте «■■■■■■■■■■».

3.2 Надземная прокладка нефтепровода

Согласно СП 36.13330.2012 [13], надземная прокладка трубопроводов или их отдельных участков допускается в районах распространения многолетнемерзлых неустойчивых грунтов. В каждом конкретном случае надземная прокладка трубопровода должна быть обоснована технико-

					Определение параметров прокладки и инженерной защиты нефтепровода	Лист
						46
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

экономическими расчетами, подтверждающими экономическую эффективность, техническую целесообразность и надежность трубопровода.

Учитывая, что подземная прокладка нефтепровода на участках распространения многолетнемерзлых грунтов приводит к формированию вокруг нефтепровода мощных ореолов оттаивания с образованием протяженных обводненных зон вдоль трубы, согласно исследованиям [2, 14], основным способом прокладки выбран надземный способ. Надземная прокладка нефтепровода на свайных опорах обеспечивает минимальное нарушение инженерно-геокриологических условий и снижает опасность возникновения и развития опасных экзогенных процессов.

Для реализации современных проектов строительства нефтепроводов на многолетнемерзлых грунтах были разработаны инновационные решения конструкций опор, свайных оснований, термостабилизирующих устройств [2, 14, 15].

Для надземной прокладки трубопроводов были применены специальные опоры трех типов: неподвижные, продольно-подвижные и свободно-подвижные. Неподвижные опоры устанавливаются по трассе каждые 500 м, между ними трубу поддерживают промежуточные опоры – свободно-подвижные и продольно-подвижные. Конструкция позволяет нефтепроводу двигаться в осевом и поперечном направлениях при возникновении температурных напряжений.

Для компенсации температурных деформаций надземного участка нефтепровода в конструкцию включаются термокомпенсационные блоки на опорах, обеспечивающих перемещение по ним трубопровода при изменении температуры и давления. В начале и конце термокомпенсационного блока устанавливаются неподвижные опоры с фиксацией перемещений и углов поворота трубопровода. В непосредственной близости от неподвижных опор устанавливаются продольно-подвижные опоры для обеспечения продольной устойчивости нефтепровода. Перемещения трубного компенсатора в

					Определение параметров прокладки и инженерной защиты нефтепровода	Лист
						47
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

продольном и поперечном направлении обеспечивается за счет свободно-подвижных опор, установленных между продольно-подвижными.

Свайные основания диаметром погружаются в грунт на глубину до 18 м буро-забивным, буро-опускным, погружным способом или завинчиванием. Для антикоррозионной защиты свай применяется наружное двухслойное эпоксидное покрытие заводского нанесения. Новым техническим решением для строительства является применение сухих бетонных смесей для заполнения полостей внутри свай, в то время как традиционные методы строительства выполняются с использованием жидкого бетона.

При эксплуатации надземных нефтепроводов на многолетнемерзлых грунтах возможно нарушение их проектного положения из-за воздействия на сваи сил морозного пучения при промерзании сезоннооттаивающего слоя грунта. Для устранения воздействия данного явления необходимо обеспечить площадь смерзания сваи с грунтом, при которой сила, удерживающая сваю, была больше сил морозного пучения. Это достигается за счет увеличения длины сваи или применения технологий активной термостабилизации грунтов для сохранения отрицательных температур в многолетнемерзлом грунте.

Активная термостабилизация грунтов осуществляется с применением сезоннодействующих охлаждающих устройств. Работа этих устройств направлена на локальное замораживание талых грунтов и понижение температуры мерзлых грунтов вокруг сваи, что увеличивает их несущую способность и повышает надежность нефтепровода. Конструктивно охлаждающее устройство представляет собой гильзу, заполненную незамерзающей жидкостью, которая располагается внутри сваи и отделена от окружающего воздуха теплоизолирующей вставкой. В гильзу помещается устройство, нижняя часть которого является испарителем, заполненным хладагентом, а в верхней расположен конденсатор с горизонтальным оребрением. Конструкция сезоннодействующего охлаждающего устройства представлена на рисунке 15.

					Определение параметров прокладки и инженерной защиты нефтепровода	Лист
						48
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

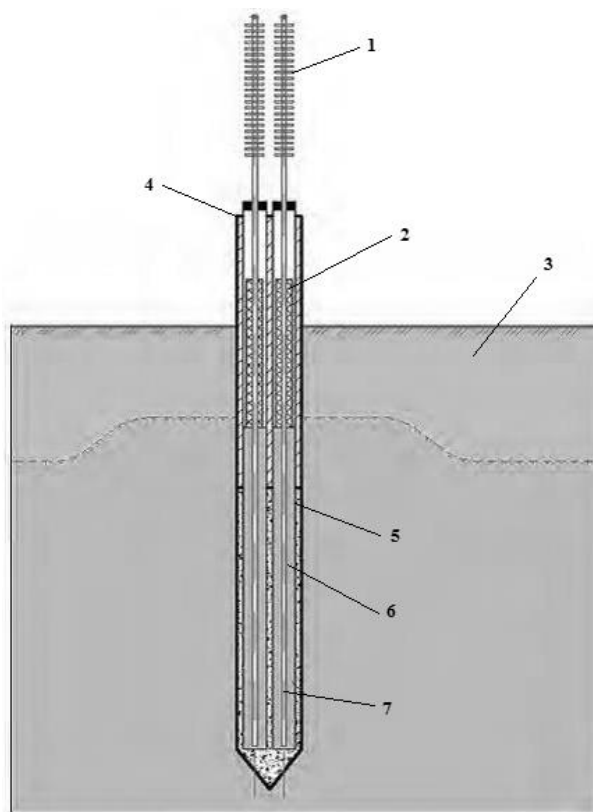


Рисунок 15 – Конструкция сезоннодействующего охлаждающего устройства [15]:

1 – конденсатор, 2 – теплоизолирующая вставка, 3 – сезоннооттаивающий слой грунта, 4 – свая, 5 – гильза, 6 – незамерзающая жидкость, 7 – испаритель.

Функционирует устройство следующим образом: тепло от грунта передается через незамерзающую жидкость к рабочему участку испарителя, где начинает кипеть хладагент и образующийся пар движется вверх. В конденсаторе пар конденсируется, отдавая теплоту фазового перехода охлаждающей среде (холодный воздух), а конденсат под действием силы тяжести движется вниз к испарителю, охлаждая грунт.

3.2.1 Расчет длины пролета

При надземной прокладке трубопровод представляет собой самонесущую конструкцию, работающую преимущественно на изгиб. На него действуют нагрузки от собственного веса, веса снегового покрова и обледенения, ветровые нагрузки, которые вызывают дополнительные напряжения изгиба в стенке трубы. Для того, чтобы обеспечить выполнения условия прочности нефтепровода необходимо ограничить длину пролета между

соседними опорами величиной, при которой возникающие напряжения изгиба лежат ниже предельных значений.

Максимально допустимая длина пролета надземного участка нефтепровода с компенсацией продольных деформаций определяется в соответствие с требованиями СП 36.13330.2012 [13] по методике, предложенной в [29], по формуле 34.

$$l = \sqrt{\frac{24 \cdot I \cdot (R_2 - \sigma_p)}{D_n \cdot q_n}}, \quad (34)$$

где l – максимальная допустимая длина пролета, м;

D_n – наружный диаметр нефтепровода, м;

I – осевой момент инерции, м⁴;

R_2 – расчетное сопротивление трубной стали, МПа, определяемое по формуле 35;

σ_p – напряжение от внутреннего давления, МПа, определяемое по формуле 36;

q_n – полная расчетная нагрузка на надземный нефтепровод, Н/м, определяемая по формуле 37.

$$R_2 = \frac{R_2^H \cdot m}{0,9 \cdot k_n}, \quad (35)$$

где R_2^H – нормативное сопротивление стали, равное значению предела текучести, МПа;

m – коэффициент условий работы;

k_n – коэффициент надежности по назначению.

$$\sigma_p = \nu \cdot \frac{n_p \cdot p \cdot D_{вн}}{2 \cdot \delta}, \quad (36)$$

где ν – коэффициент Пуассона;

n_p – коэффициент надежности по нагрузке от внутреннего давления;

p – рабочее давление, МПа;

$D_{вн}$ – внутренний диаметр нефтепровода, м;

					Определение параметров прокладки и инженерной защиты нефтепровода	Лист
						50
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

δ – толщина стенки.

$$q = q_{тр} + q_{пр} + 0,9 \cdot (q_{вет} + q_{сн} + q_{лед}), \quad (37)$$

где q – полная расчетная нагрузка на надземный нефтепровод, Н/м;

$q_{тр}$ – расчетная нагрузка от собственного веса трубопровода, Н/м;

$q_{пр}$ – расчетная нагрузка от веса транспортируемого продукта, Н/м;

$q_{вет}$ – расчетная ветровая нагрузка, Н/м, определяемая по формуле 38;

$q_{сн}$ – расчетная снеговая нагрузка, Н/м, определяемая по формуле 39;

$q_{лед}$ – расчетная нагрузка от обледенения, Н/м, определяемая по формуле 40.

$$q_{вет} = n_5 \cdot W_0 \cdot D_n, \quad (38)$$

где n_5 – коэффициент надежности по нагрузке, определяемый по [24];

W_0 – нормативное значение ветрового давления, Н/м².

$$q_{сн} = n_6 \cdot C^c \cdot D_n \cdot P_{сн}, \quad (39)$$

где n_6 – коэффициент надежности по нагрузке, определяемый по [24];

C^c – коэффициент перехода, определяемый по [24];

$P_{сн}$ – нормативное значение веса снегового покрова, Н/м².

$$q_{лед} = 17 \cdot b \cdot D_n, \quad (40)$$

где b – толщина слоя гололеда, мм.

Поскольку длина пролета надземного трубопровода не зависит от типа грунта, на котором происходит прокладка, подставляя исходные данные из таблиц 1-2 в формулы 34-40, получаем значение $l = \blacksquare$ м для всех рассматриваемых грунтов.

3.2.2 Расчет свай с активной термостабилизацией грунта

Активная термостабилизация грунтов с помощью сезоннодействующих охлаждающих устройств является одной из передовых технологий, обеспечивающей эксплуатационную надежность нефтепроводов в условиях распространения многолетнемерзлых грунтов. Согласно исследованиям [3, 15], наибольшую эффективность демонстрируют двухфазные термосифоны с

горизонтальным оребрением. Характеристики термостабилизаторов, рассмотренных в работе, представлены в таблице 8.

Таблица 8 – Характеристика термостабилизаторов

Наименование показателя	Значение показателя
Хладагент	Аммиак
Длина конденсатора, м	0,5
Длина испарителя, м	4,0
Диаметр корпуса, мм	25
Диаметр сваи, мм	325

Термостабилизатор помещается внутри сваи надземной опоры трубопровода и начинает действовать при сезонном повышении температуры воздуха, которое вызывает нагрев многолетнемерзлого грунта. Действие термостабилизатора приводит к локальному замораживанию талых грунтов вокруг сваи, благодаря чему формируются льдогрунтовые столбчатые опоры, которые работают совместно со свайными фундаментами, воспринимая большую часть нагрузок, передаваемых на основание.

Благодаря замораживанию талого грунта вокруг сваи при использовании сезоннодействующих охлаждающих устройств устраняется влияние сезонного оттаивания грунта на сваю основания. Следовательно, проявление морозного пучения грунта также перестает действовать на свайное основание надземного нефтепровода [4].

Расчет свайного основания осуществляется в соответствии с требованиями СП 25.13330.2012 [12]. Проверка свай по несущей способности проводится исходя из условия 41.

$$F \leq F_n, \quad (41)$$

где F – расчетная нагрузка на основание, кН, определяемая по формуле 42;

F_n – расчетная несущая способность основания, кН, определяемая по формуле 43.

$$F = \frac{l \cdot q_n}{2000}, \quad (42)$$

где l – длина пролета надземного нефтепровода, м;

					Определение параметров прокладки и инженерной защиты нефтепровода	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		52

q_n – полная расчетная нагрузка на надземный нефтепровод, Н/м.

$$F_n = \frac{\gamma_t \cdot \gamma_c}{\gamma_n} \cdot \left(R \cdot \frac{\pi \cdot D_{св}^2}{4} + R_{сдв} \cdot l_{исп} \cdot \pi \cdot D_{св} \right), \quad (43)$$

где γ_t – температурный коэффициент, определяемый по [12];

γ_c – коэффициент условий работы основания, определяемый по [12];

γ_n – коэффициент надежности по ответственности сооружения, определяемый по [24];

R – давление на грунт под нижним концом свай, кПа;

$D_{св}$ – диаметр свай, м;

$R_{сдв}$ – сопротивление грунта сдвигу, кПа;

$l_{исп}$ – длина испарителя термостабилизатора, м.

Подставляем исходные данные из таблиц 3-5 и значения, полученные в пункте 3.2.1, в формулы 42-43 для проверки выполнения условия 41. Полученные значения расчетной нагрузки на основание и расчетной несущей способности основания для сравнения представлены на рисунке 16.

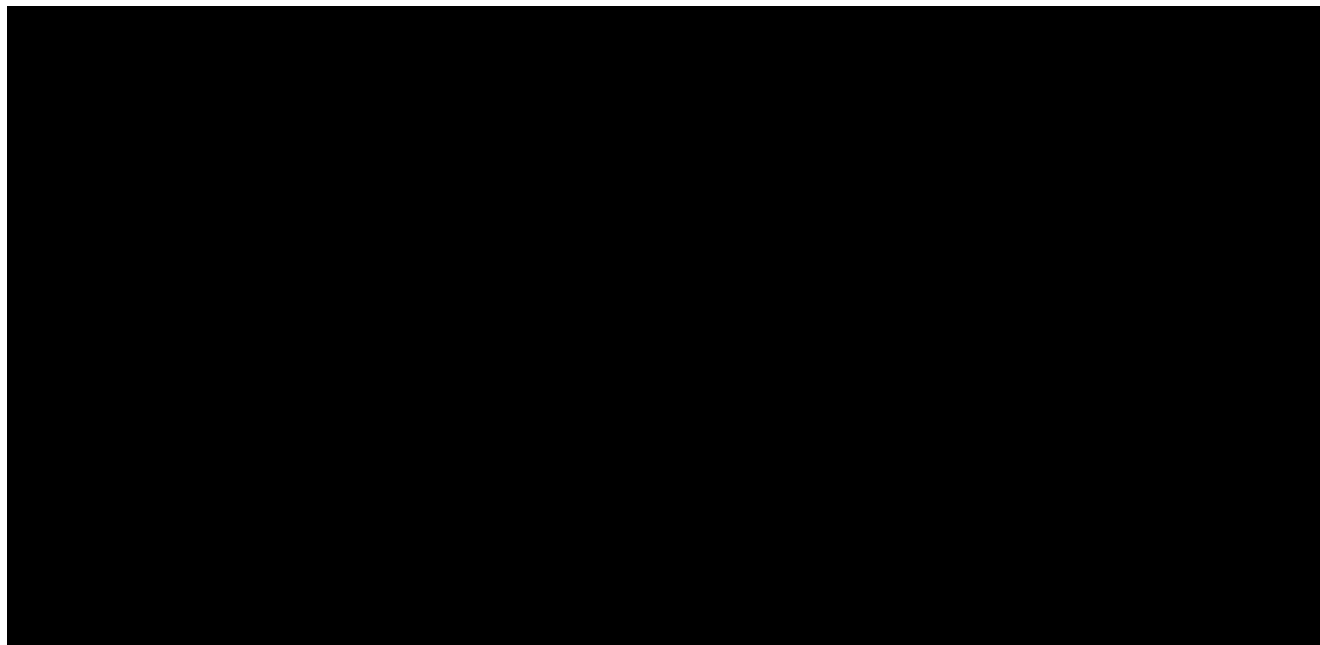


Рисунок 16 – Сравнение расчетной нагрузки на основание и несущей способности основания

По результатам расчетов получилось, что условие 41 выполняется для всех рассматриваемых грунтов. Таким образом, использование термостабилизаторов с заявленными характеристиками обеспечивает

					Определение параметров прокладки и инженерной защиты нефтепровода	Лист
						53
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

сохранение проектного положения надземного нефтепровода при прокладке на всех рассматриваемых грунтах.

3.2.3 Расчет свай без активной термостабилизации грунта

При отсутствии активной термостабилизации грунтов на свайное основание оказывают негативное воздействие силы морозного пучения, возникающие при промерзании сезоннооттаивающего слоя многолетнемерзлого грунта. Для сохранения проектного положения надземного нефтепровода необходимо увеличить площадь смерзания свай с грунтом до величины, при которой силы, удерживающие сваю окажутся больше сил морозного пучения. Это возможно за счет применения свай повышенной длины.

Длина свай рассчитывается из условия устойчивости на воздействие сил морозного пучения, представленного в СП 25.13330.2012 [12], по формуле 44.

$$l_{св} = n_7 \cdot \left[\frac{\tau \cdot d_{ом} \cdot \pi \cdot D_{св} - F'}{\frac{\gamma_c}{\gamma_n} \cdot R_{сдв} \cdot \pi \cdot D_{св}} + d_{ом} + 0,5 \right], \quad (44)$$

где $l_{св}$ – длина свай, м;

n_7 – коэффициент надежности, принимаемый равным 1,2;

τ – сила морозного пучения, кПа;

$d_{ом}$ – глубина сезонного оттаивания грунта, м;

γ_c – коэффициент условий работы основания, определяемый по [12];

γ_n – коэффициент надежности по ответственности сооружения, определяемый по [24];

F' – расчетная нагрузка на основание по невыгодному сочетанию нагрузок, кН, определяемая по формуле 45;

$D_{св}$ – диаметр свай, м;

$R_{сдв}$ – сопротивление грунта сдвигу, кПа.

					Определение параметров прокладки и инженерной защиты нефтепровода	Лист
						54
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

$$F' = \frac{l \cdot (q_{mp} - 0,9 \cdot q_{bem})}{2000}, \quad (45)$$

где l – длина пролета надземного нефтепровода, м;

q_{mp} – расчетная нагрузка от собственного веса трубопровода, Н/м;

$q_{вет}$ – расчетная ветровая нагрузка, Н/м.

Подставляем исходные данные из таблиц 3-5 и значения, полученные в пунктах 3.1.1 и 3.2.1, в формулы 44-45 и получаем значения длин свай, обеспечивающие устойчивость к силам морозного пучения. Полученные значения представлены на рисунке 17.

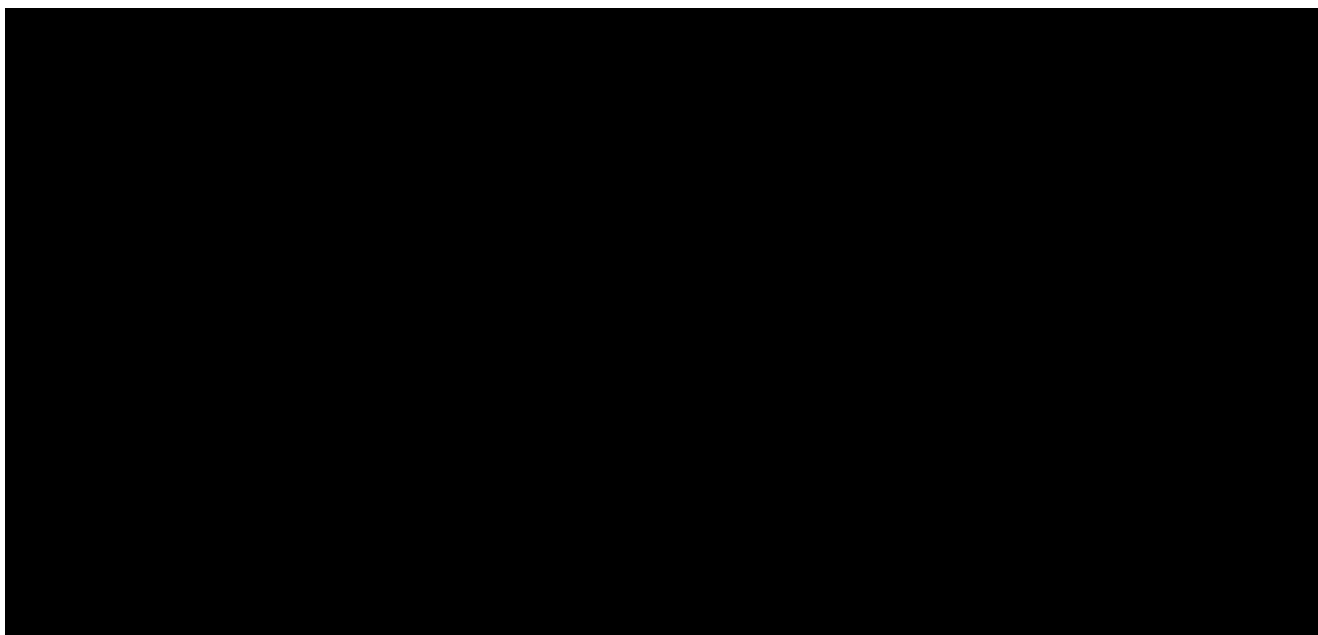


Рисунок 17 – Длины свай основания надземного нефтепровода

По результатам расчетов максимальная длина свай основания надземного нефтепровода составляет [REDACTED] м в грунте «[REDACTED]», минимальная – [REDACTED] м в грунте «[REDACTED]».

Расчетная длина свай получена из условия устойчивости к силам морозного пучения. Согласно требованиям СП 25.13330.2012 [12], свайное основание также должно быть проверено по несущей способности на выполнение условия 41, где несущая способность основания определяется по формуле 46.

$$F_n = \frac{\gamma_t \cdot \gamma_c}{\gamma_n} \cdot \left(R \cdot \frac{\pi \cdot D_{св}^2}{4} + R_{сдв} \cdot (l_{св} - 0,5 - d_{от}) \cdot \pi \cdot D_{св} \right), \quad (46)$$

где γ_t – температурный коэффициент, определяемый по [12];

γ_c – коэффициент условий работы основания, определяемый по [12];

γ_n – коэффициент надежности по ответственности сооружения, определяемый по [24];

R – давление на грунт под нижним концом сваи, кПа;

$D_{св}$ – диаметр сваи, м;

$R_{сдв}$ – сопротивление грунта сдвигу, кПа;

$l_{св}$ – длина сваи, м.

Подставляем исходные данные из таблиц 3-5 и значения, полученные в пунктах 3.1.1 и 3.2.1, в формулы 42, 46 для проверки выполнения условия 41. Полученные значения расчетной нагрузки на основание и расчетной несущей способности основания для сравнения представлены на рисунке 18.

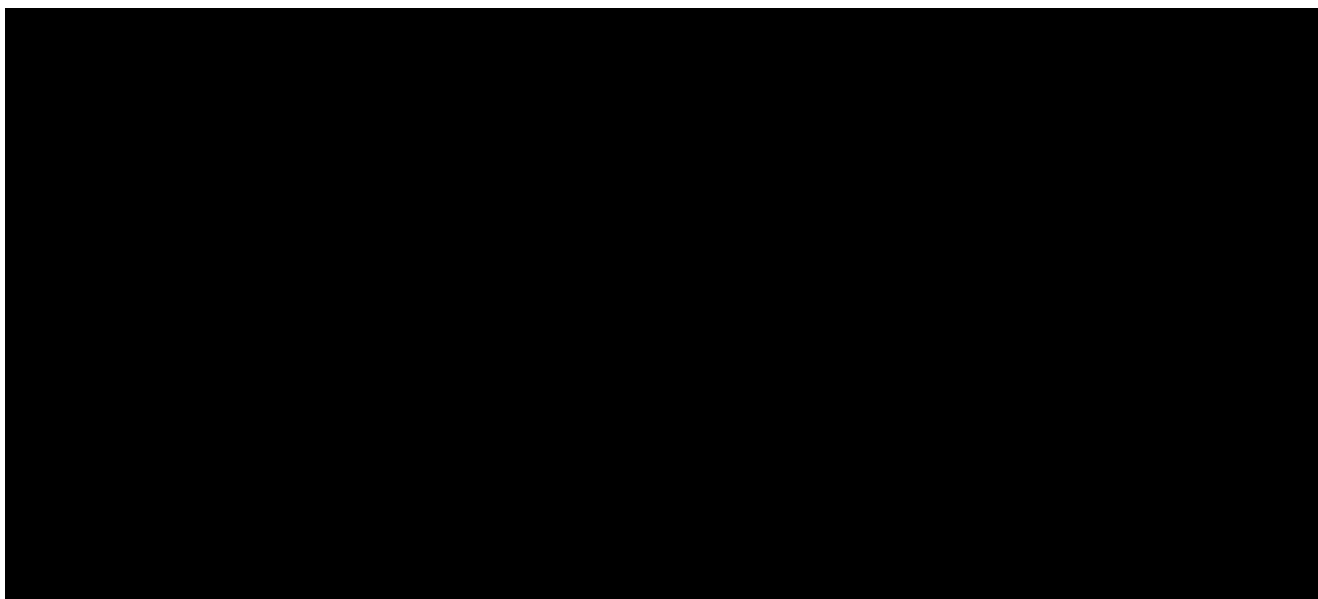


Рисунок 18 – Сравнение расчетной нагрузки на основание и несущей способности основания

По результатам расчетов получилось, что условие 41 выполняется для всех рассматриваемых грунтов. Таким образом, расчетные длины свай основания надземного нефтепровода обеспечивают сохранение его проектного положения, предотвращая вертикальное перемещение основания как вниз при просадке грунта, так и вверх при воздействии сил морозного пучения.

					Определение параметров прокладки и инженерной защиты нефтепровода	Лист
						56
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

3.3 Результаты исследования

В результате исследования для каждого из рассматриваемых грунтов были определены параметры прокладки и инженерной защиты нефтепровода, обеспечивающие выполнение условия прочности и сохранение проектного положения трубопровода при прокладке в районах островного распространения многолетнемерзлых грунтов. Полученные значения параметров прокладки нефтепровода в многолетнемерзлых грунтах представлены в таблице 9.

Таблица 9 – Параметры прокладки нефтепровода

Наименование показателя	Значение показателя									
	Песок 1	Песок 2	Песок 3	Супесь 1	Супесь 2	Супесь 3	Суглинок 1	Суглинок 2	Суглинок 3	Суглинок 4
Глубина заложения оси подземного нефтепровода, м	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
Ширина низа траншеи подземного нефтепровода, м	■									
Длина пролета надземного нефтепровода, м	■									

Полученный по результатам исследования перечень мероприятий инженерной защиты, обеспечивающих ограничение воздействия опасных геокриологических процессов в рассматриваемых грунтах на требуемом уровне, представлен в таблице 10.

Таблица 10 – Мероприятия инженерной защиты

Грунт	Мероприятие инженерной защиты	
■	Подземная прокладка	Без мероприятий
		Применение заводской тепловой изоляции труб
		Применение заводской тепловой изоляции труб и дополнительной тепловой изоляции
	Надземная прокладка	Применение термостабилизаторов грунтов с испарителем длиной ■ м
		Применение свай длиной ■ м

Грунт	Мероприятие инженерной защиты	
■	Подземная прокладка	Применение заводской тепловой изоляции труб
		Применение заводской тепловой изоляции труб и дополнительной тепловой изоляции
	Надземная прокладка	Применение термостабилизаторов грунтов с испарителем длиной ■ м
		Применение свай длиной ■ м
■	Подземная прокладка	Применение заводской тепловой изоляции труб и замена льдистого грунта на глубину ■ м
		Применение заводской тепловой изоляции труб и дополнительной тепловой изоляции
	Надземная прокладка	Применение термостабилизаторов грунтов с испарителем длиной ■ м
		Применение свай длиной ■ м
■	Подземная прокладка	Применение заводской тепловой изоляции труб и замена льдистого грунта на глубину ■ м
		Применение заводской тепловой изоляции труб и дополнительной тепловой изоляции
	Надземная прокладка	Применение термостабилизаторов грунтов с испарителем длиной ■ м
		Применение свай длиной ■ м
■	Подземная прокладка	Применение заводской тепловой изоляции труб и замена льдистого грунта на глубину ■ м
		Применение заводской тепловой изоляции труб и дополнительной тепловой изоляции
	Надземная прокладка	Применение термостабилизаторов грунтов с испарителем длиной ■ м
		Применение свай длиной ■ м
■	Подземная прокладка	Применение заводской тепловой изоляции труб и замена льдистого грунта на глубину ■ м
		Применение заводской тепловой изоляции труб и дополнительной тепловой изоляции
	Надземная прокладка	Применение термостабилизаторов грунтов с испарителем длиной ■ м
		Применение свай длиной ■ м
■	Подземная прокладка	Применение заводской тепловой изоляции труб
		Применение заводской тепловой изоляции труб и дополнительной тепловой изоляции
	Надземная прокладка	Применение термостабилизаторов грунтов с испарителем длиной ■ м
		Применение свай длиной ■ м
■	Подземная прокладка	Применение заводской тепловой изоляции труб и замена льдистого грунта на глубину ■ м
		Применение заводской тепловой изоляции труб, дополнительной тепловой изоляции и замена льдистого грунта на глубину ■ м
	Надземная прокладка	Применение термостабилизаторов грунтов с испарителем длиной ■ м
		Применение свай длиной ■ м

Грунт	Мероприятие инженерной защиты	
■	Подземная прокладка	Применение заводской тепловой изоляции труб и замена льдистого грунта на глубину ■ м
		Применение заводской тепловой изоляции труб, дополнительной тепловой изоляции и замена льдистого грунта на глубину ■ м
	Надземная прокладка	Применение термостабилизаторов грунтов с испарителем длиной ■ м
		Применение свай длиной ■ м
■	Подземная прокладка	Применение заводской тепловой изоляции труб и замена льдистого грунта на глубину ■ м
		Применение заводской тепловой изоляции труб, дополнительной тепловой изоляции и замена льдистого грунта на глубину ■ м
	Надземная прокладка	Применение термостабилизаторов грунтов с испарителем длиной ■ м
		Применение свай длиной ■ м

Все перечисленные мероприятия инженерной защиты обеспечивают безаварийную эксплуатацию нефтепровода в условиях островного распространения многолетнемерзлых грунтов на весь период установленного срока эксплуатации. Выбор оптимального из них осуществляется по результатам экономических расчетов из условия минимальной стоимости реализации и представлен в пункте 4.3.2 выпускной квалификационной работы.

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

					Выбор оптимального способа прокладки линейной части магистрального нефтепровода в районах островного распространения многолетнемерзлых грунтов			
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата				
Разраб.	Чехлов				Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Лит.	Лист	Листов
Руковод.	Чухарева						60	96
Консульт.	Глызина					Кафедра транспорта и хранения нефти и газа Группа 2Б2Б		
Зав. Каф.	Рудаченко							

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 11.

Таблица 11 – 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 11

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 12 – 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.

План производства работ по реализации научно-исследовательского проекта представлен в таблице 13.

Таблица 13 – Календарный план проекта

Код работы (из ИСР)	Название	Длительность, дни	Дата начала работ	Дата окончания работ	Состав участников (ФИО ответственных исполнителей)
1	Выбор темы исследования	7	25.01.16	31.01.16	Чухарева Н.В. Чехлов А.Н.
2	Обзор литературы по теме исследования	43	1.02.16	14.03.16	Чехлов А.Н.
3	Постановка целей и задач, определение исходных данных	7	15.03.16	21.03.16	Чухарева Н.В.
4	Выполнение расчетов в рамках исследования	41	22.03.16	1.05.16	Чехлов А.Н.
5	Обсуждение результатов	14	2.05.16	15.05.16	Чухарева Н.В. Чехлов А.Н.
6	Оформление расчетно-пояснительной записки	16	16.05.16	31.05.16	Чехлов А.Н.
ИТОГО		128			

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 14.

Таблица 14 – 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	Чухарева Н.В. Чехлов А.Н.	7															
Обзор литературы по теме исследования	Чехлов А.Н.	43															
Постановка целей и задач, определение исходных данных	Чухарева Н.В.	7															
Выполнение расчетов в рамках исследования	Чехлов А.Н.	41															
Обсуждение результатов	Чухарева Н.В. Чехлов А.Н.	14															
Оформление расчетно-пояснительной записки	Чехлов А.Н.	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.

					Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Лист
						66
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

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 2016 года для Эвенкийского района Красноярского края представлены в таблице 15.

Таблица 15 – Индексы цен на ресурсы

Наименование показателя	Значение показателя
Оплата труда	22,59
Эксплуатация машин	11,97
Материалы и оборудование с учетом доставки	5,47

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 16.

Таблица 16 – 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 17.

Таблица 17 – 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

					Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Лист
						68
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Расчет сметной стоимости строительства участка подземного нефтепровода на грунте « » без проведения мероприятий инженерной защиты представлен в таблице 18.

Таблица 18 – Сметная стоимость строительства участка нефтепровода

Материалы					
Наименование		Количество		Стоимость, руб.	
Труба стальная		300 м		4889630,1	
Песок строительный		225,9 м³		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 м³	258,2	10549,7	1862,1	12670,0
Засыпка траншеи бульдозером	1160 м³	-	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
Социальные отчисления					
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	

Аналогично рассчитывается сметная стоимость строительства нефтепровода на участках с другими грунтами с различными техническими решениями по инженерной защите трубопровода. Сметная стоимость строительства участка нефтепровода на рассматриваемых в работе грунтах представлена на рисунках 19-21.

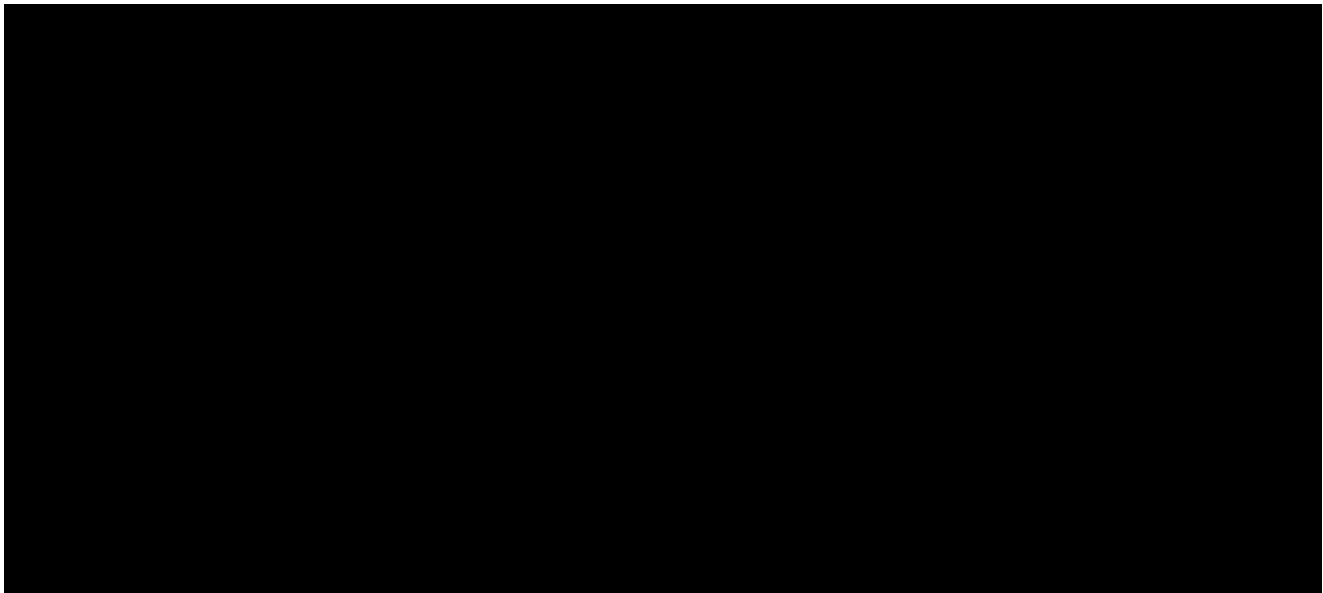


Рисунок 19 – Сметная стоимость строительства участка нефтепровода на многолетнемерзлых песках

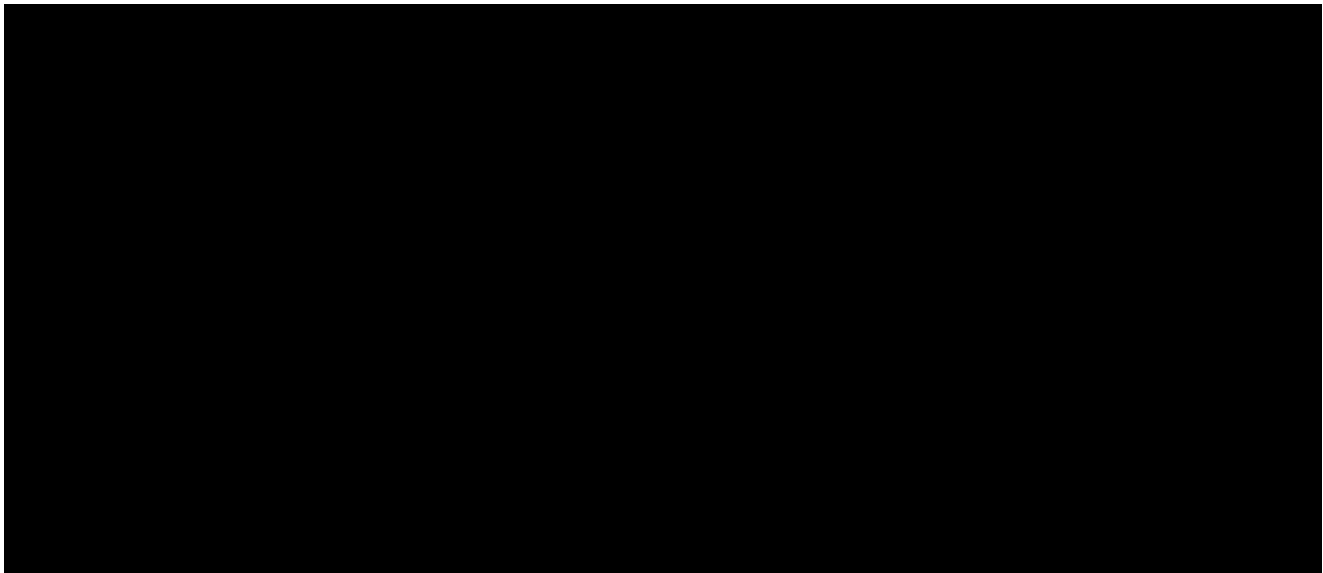


Рисунок 20 – Сметная стоимость строительства участка нефтепровода на многолетнемерзлых супесях

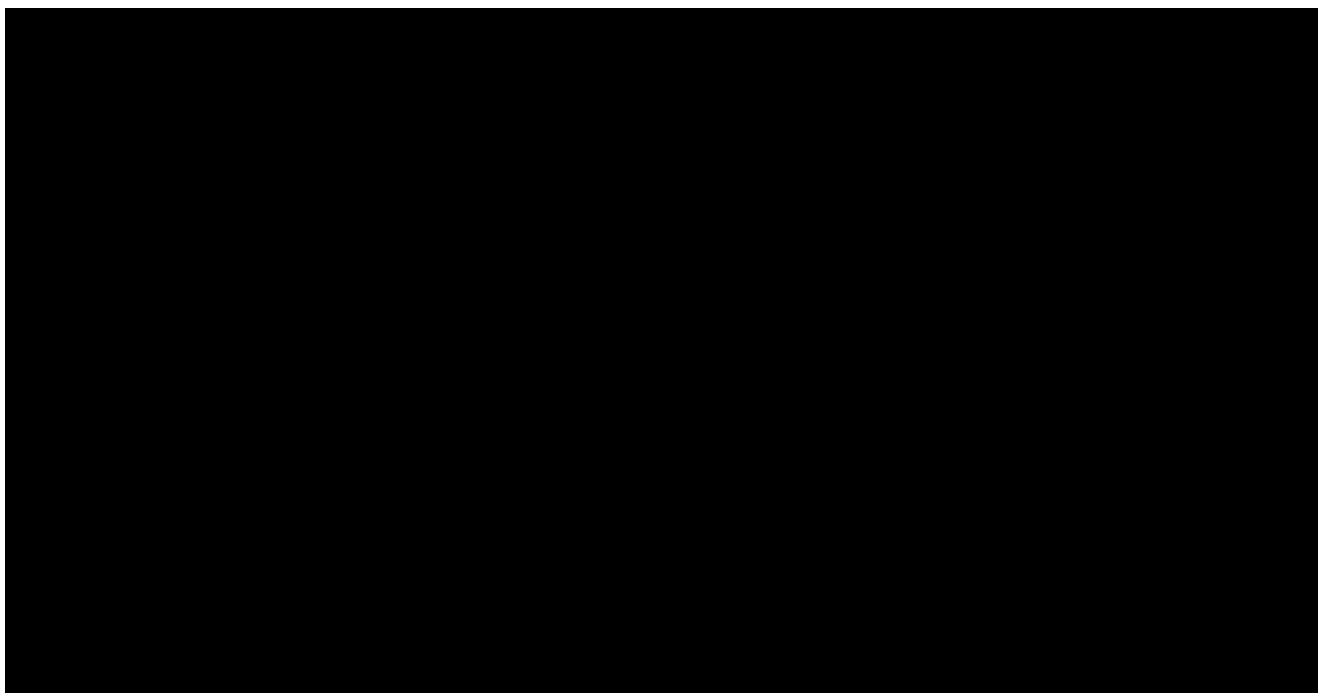


Рисунок 21 – Сметная стоимость строительства участка нефтепровода на многолетнемерзлых суглинках

4.3.2 Определение интегрального финансового показателя

Интегральный показатель финансовой эффективности научного исследования определяется в ходе оценки бюджета затрат на реализацию вариантов исполнения проекта. Наибольший интегральный показатель реализации технической задачи принимается за базу расчета (как знаменатель), с которым соотносятся финансовые значения по всем вариантам исполнения.

Интегральный показатель ресурсоэффективности вариантов исполнения объекта исследования определяются по формуле 47.

$$I_{\phi}^p = \frac{\Phi_{pi}}{\Phi_{\max}}, \quad (47)$$

где I_{ϕ}^p – интегральный финансовый показатель разработки;

Φ_{pi} – стоимость i -го варианта исполнения, руб.;

$\Phi_{\max}$ – максимальная стоимость исполнения, руб.

Подставляем значения сметной стоимости строительства участка нефтепровода, полученные в пункте 4.3.1, в формулу 47 и получаем значения интегрального финансового показателя для различных вариантов прокладки и

					Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Лист
						71
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

инженерной защиты нефтепровода в рассматриваемых многолетнемерзлых грунтах. Значения интегрального финансового показателя для различных вариантов исполнения объекта исследования представлены в таблице 19.

Таблица 19 – Интегральный показатель финансовой эффективности

Грунт	Исполнение		Значение показателя
■	Подземная прокладка	Без мероприятий	■
		Применение заводской тепловой изоляции труб	■
		Применение заводской тепловой изоляции труб и дополнительной тепловой изоляции	■
	Надземная прокладка	Применение термостабилизаторов грунтов с испарителем длиной ■ м	■
		Применение свай длиной ■ м	■
■	Подземная прокладка	Применение заводской тепловой изоляции труб	■
		Применение заводской тепловой изоляции труб и дополнительной тепловой изоляции	■
	Надземная прокладка	Применение термостабилизаторов грунтов с испарителем длиной ■ м	■
		Применение свай длиной ■ м	■
■	Подземная прокладка	Применение заводской тепловой изоляции труб и замена льдистого грунта на глубину ■ м	■
		Применение заводской тепловой изоляции труб и дополнительной тепловой изоляции	■
	Надземная прокладка	Применение термостабилизаторов грунтов с испарителем длиной ■ м	■
		Применение свай длиной ■ м	■
■	Подземная прокладка	Применение заводской тепловой изоляции труб и замена льдистого грунта на глубину ■ м	■
		Применение заводской тепловой изоляции труб и дополнительной тепловой изоляции	■
	Надземная прокладка	Применение термостабилизаторов грунтов с испарителем длиной ■ м	■
		Применение свай длиной ■ м	■
■	Подземная прокладка	Применение заводской тепловой изоляции труб и замена льдистого грунта на глубину ■ м	■
		Применение заводской тепловой изоляции труб и дополнительной тепловой изоляции	■
	Надземная прокладка	Применение термостабилизаторов грунтов с испарителем длиной ■ м	■
		Применение свай длиной ■ м	■

Грунт	Исполнение		Значение показателя
■	Подземная прокладка	Применение заводской тепловой изоляции труб и замена льдистого грунта на глубину ■ м	■
		Применение заводской тепловой изоляции труб и дополнительной тепловой изоляции	■
	Надземная прокладка	Применение термостабилизаторов грунтов с испарителем длиной ■ м	■
		Применение свай длиной ■ м	■
■	Подземная прокладка	Применение заводской тепловой изоляции труб	■
		Применение заводской тепловой изоляции труб и дополнительной тепловой изоляции	■
	Надземная прокладка	Применение термостабилизаторов грунтов с испарителем длиной ■ м	■
		Применение свай длиной ■ м	■
■	Подземная прокладка	Применение заводской тепловой изоляции труб и замена льдистого грунта на глубину ■ м	■
		Применение заводской тепловой изоляции труб, дополнительной тепловой изоляции и замена льдистого грунта на глубину ■ м	■
	Надземная прокладка	Применение термостабилизаторов грунтов с испарителем длиной ■ м	■
		Применение свай длиной ■ м	■
■	Подземная прокладка	Применение заводской тепловой изоляции труб и замена льдистого грунта на глубину ■ м	■
		Применение заводской тепловой изоляции труб, дополнительной тепловой изоляции и замена льдистого грунта на глубину ■ м	■
	Надземная прокладка	Применение термостабилизаторов грунтов с испарителем длиной ■ м	■
		Применение свай длиной ■ м	■
■	Подземная прокладка	Применение заводской тепловой изоляции труб и замена льдистого грунта на глубину ■ м	■
		Применение заводской тепловой изоляции труб, дополнительной тепловой изоляции и замена льдистого грунта на глубину ■ м	■
	Надземная прокладка	Применение термостабилизаторов грунтов с испарителем длиной ■ м	■
		Применение свай длиной ■ м	■

Таким образом, использование результатов исследования при проектировании линейной части магистрального нефтепровода, проходящей в районах островного распространения многолетнемерзлых грунтов, может позволить сэкономить при строительстве до ■ % стоимости сооружения.

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

					Выбор оптимального способа прокладки линейной части магистрального нефтепровода в районах островного распространения многолетнемерзлых грунтов			
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата				
Разраб.	Чехлов				Социальная ответственность	Лит.	Лист	Листов
Руковод.	Чухарева						74	96
Консульт.	Алексеев					Кафедра транспорта и хранения нефти и газа Группа 2Б2Б		
Зав. Каф.	Рудаченко							

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 20.

Таблица 20 – Опасные и вредные факторы при эксплуатации объекта исследования

Источник фактора, наименование вида работ	Факторы по ГОСТ 12.0.003-74 [36]		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]

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 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 21.

Таблица 21 – Значения показателей, при которых прекращаются работы на открытом воздухе

Скорость ветра, м/сек	Температура 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

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

клещевой энцефалит, боррелиз 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;

					Социальная ответственность	Лист
						78
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

- 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- 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 газовой 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.

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

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 [45]. 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].

					Социальная ответственность	Лист
						80
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

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

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

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.

					Социальная ответственность	Лист
						82
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Наиболее токсичными являются нафтеновые 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.

					Социальная ответственность	Лист
						83
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

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 Оценка степени загрязнения земель при аварийном разливе нефти

Рассмотрим пример чрезвычайной ситуации, в которой произошло повреждение исследуемого нефтепровода и аварийный разлив нефти. Рассчитаем массу нефти, впитавшийся в грунт, который подлежит очистке и рекультивации.

Масса разлившейся нефти определяется по формуле 48.

$$M = (V_1 + V_2 + V_3) \cdot \rho_n, \quad (48)$$

где M – масса разлившейся нефти, кг;

V_1 – объем нефти, разлившейся до обнаружения аварии, м³;

V_2 – объем нефти, разлившейся до закрытия задвижки, м³;

V_3 – объем нефти, разлившейся после закрытия задвижки, м³;

					Социальная ответственность	Лист
						84
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

ρ_n – плотность нефти, кг/м³.

$$M = (V_1 + V_2 + V_3) \cdot \rho_n = (0,01 + 5,98 + 829,87) \cdot 850 = 710481 \text{ кг.}$$

Объем нефтенасыщенного грунта определяется по формуле 49.

$$V' = F_{zp} \cdot h_{cp}, \quad (49)$$

где V' – объем нефтенасыщенного грунта, м³;

F_{zp} – площадь нефтенасыщенного грунта, м²;

h_{cp} – средняя глубина пропитки грунта, м.

$$V' = F_{zp} \cdot h_{cp} = 5000 \cdot 0,05 = 250 \text{ м}^3.$$

Объем нефти, впитавшейся в грунт, определяется по формуле 50.

$$V_{zp} = K_n \cdot V', \quad (50)$$

где V_{zp} – объем нефти, впитавшейся в грунт, м³;

K_n – коэффициент нефтеемкости грунта.

$$V_{zp} = K_n \cdot V' = 0,12 \cdot 250 = 30 \text{ м}^3.$$

Масса нефти, впитавшейся в грунт, определяется по формуле 51.

$$M_{zp} = \rho_n \cdot V_{zp}, \quad (51)$$

$$M_{zp} = \rho_n \cdot V_{zp} = 850 \cdot 30 = 25500 \text{ кг.}$$

В результате аварийного разлива нефти на исследуемом нефтепроводе масса нефти, впитавшейся в грунт, составит 25,5 т. Объем грунта, подлежащего очистке и рекультивации – 250 м³.

5.3.2 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,

					Социальная ответственность	Лист
						85
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

а при наличии благоприятных условий – биохимическое разложение углеводов 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 завершенной, 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.

					Социальная ответственность	Лист
						86
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В данной выпускной квалификационной работе был исследован вопрос прокладки линейной части магистрального нефтепровода в районах островного распространения многолетнемерзлых грунтов. Проанализированы положения нормативных документов, регламентирующих проектирование и строительство магистральных трубопроводов в рассматриваемых условиях. Изучен мировой и отечественный опыт строительства магистральных трубопроводов в криолитозоне, исследованы современные методы ограничения воздействия опасных геокриологических процессов на подземные и надземные нефтепроводы.

На основании анализа современных технологий инженерной защиты трубопроводов с учетом требований соответствующих нормативных документов был произведен выбор мероприятий, обеспечивающих ограничение воздействия опасных геокриологических процессов на требуемом уровне для условий островного распространения рассматриваемых многолетнемерзлых грунтов.

По результатам технико-экономических расчетов определено, что оптимальным способом сооружения линейной части магистрального нефтепровода в условиях островного распространения рассматриваемых в работе многолетнемерзлых грунтов является подземная прокладка. Параметры оптимального способа прокладки магистрального нефтепровода в рассматриваемых грунтах представлены в таблице 22.

					Выбор оптимального способа прокладки линейной части магистрального нефтепровода в районах островного распространения многолетнемерзлых грунтов								
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата									
Разраб.		Чехлов			Заключение				Лит.	Лист	Листов		
Руковод.		Чухарева									87	96	
Консульт.									Кафедра транспорта и хранения нефти и газа Группа 2Б2Б				
Зав. Каф.		Рудаченко											

Таблица 22 – Параметры оптимального способа прокладки линейной части магистрального нефтепровода

Грунт	Глубина заложения оси нефтепровода, м	Мероприятие инженерной защиты
■	■	Без мероприятий
■	■	Применение заводской тепловой изоляции труб
■	■	Применение заводской тепловой изоляции труб и дополнительной тепловой изоляции
■	■	Применение заводской тепловой изоляции труб и замена льдистого грунта на глубину ■ м
■	■	Применение заводской тепловой изоляции труб и замена льдистого грунта на глубину ■ м
■	■	Применение заводской тепловой изоляции труб и замена льдистого грунта на глубину ■ м
■	■	Применение заводской тепловой изоляции труб
■	■	Применение заводской тепловой изоляции труб, дополнительной тепловой изоляции и замена льдистого грунта на глубину ■ м
■	■	Применение заводской тепловой изоляции труб, дополнительной тепловой изоляции и замена льдистого грунта на глубину ■ м
■	■	Применение заводской тепловой изоляции труб, дополнительной тепловой изоляции и замена льдистого грунта на глубину ■ м

Обозначенные меры позволяют обеспечить безаварийную работу магистрального нефтепровода в условиях островного распространения многолетнемерзлых грунтов в течение всего периода эксплуатации. Сметная стоимость их реализации минимальная по сравнению с возможными аналогами, что позволяет сэкономить значительные средства при строительстве линейной части магистрального нефтепровода.

СПИСОК ПУБЛИКАЦИЙ

В настоящее время по теме выпускной квалификационной работы у автора имеются следующие публикации:

1. Чехлов А. Н. Проведение сравнительного анализа эффективности надземной и подземной магистрального нефтепровода в многолетнемерзлых грунтах на примере проекта «Заполярье – Пурпе» // Проблемы геологии и освоения недр: труды XIX Международного симпозиума имени академика М. А. Усова студентов и молодых ученых, Томск, 6-10 апреля 2015. – Томск: Изд-во ТПУ, 2015. – Т. 2 – С. 485-487.

2. Чехлов А. Н. Оценка мощности деятельного слоя грунта для подземной прокладки трубопроводов в криолитозоне // Наука и молодежь в XXI веке: материалы Всероссийской студенческой научной конференции, Омск, 1 декабря 2015. – Омск: ОмГТУ, 2015. – С. 165-169.

3. Чехлов А. Н. Прогнозирование масштабов деградации вечной мерзлоты от теплового воздействия подземных нефтегазопроводов // Творчество юных – шаг в успешное будущее: материалы VIII Всероссийской научной студенческой конференции с элементами научной школы имени профессора М. К. Коровина, Томск, 23-27 ноября 2015. – Томск: Изд-во ТПУ, 2015. – С. 496-497.

					Выбор оптимального способа прокладки линейной части магистрального нефтепровода в районах островного распространения многолетнемерзлых грунтов								
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата									
Разраб.		Чехлов			Список публикаций				Лит.	Лист	Листов		
Руковод.		Чухарева									89	96	
Консульт.									Кафедра транспорта и хранения нефти и газа Группа 2Б2Б				
Зав. Каф.		Рудаченко											

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.

					Выбор оптимального способа прокладки линейной части магистрального нефтепровода в районах островного распространения многолетнемерзлых грунтов								
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата									
Разраб.		Чехлов			Список используемых источников				Лит.		Лист	Листов	
Руковод.		Чухарева									90	96	
Консульт.									Кафедра транспорта и хранения нефти и газа Группа 2Б2Б				
Зав. Каф.		Рудаченко											

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 наземной 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.

					Список используемых источников	Лист
						91
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

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 Куумба – 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 промысловых 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. – Р. 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]. – режим доступа к стр.: <http://docs.cntd.ru/document/1200000629> (дата обращения: 24.05.16).

					Список используемых источников	Лист
						92
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

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 XXI веке: материалы Всероссийской студенческой научной 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. Слободян. – Томск: 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.

					Список используемых источников	Лист
						93
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

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]. – режим доступа к стр.: <http://base.garant.ru/18619487> (дата обращения: 24.05.16).

					Список используемых источников	Лист
						94
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

45. Федеральный закон от 10.01.2002 №7-ФЗ (ред. от 29.12.2015) «Об охране окружающей среды» [Электронный ресурс]. – режим доступа к стр.: <http://docs.cntd.ru/document/901808297> (дата обращения: 24.05.16).

					Список используемых источников	Лист
						95
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Приложение А (обязательное)

**Номограммы для определения глубины оттаивания многолетнемерзлого
грунта в основании подземного нефтепровода**

