

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

Инженерная школа природных ресурсов (ИШПР)
 Направление подготовки (специальность) 21.04.01 «Нефтегазовое дело»
 Профиль «Надежность и долговечность газонефтепроводов и хранилищ»
 Отделение нефтегазового дела

МАГИСТЕРСКАЯ ДИССЕРТАЦИЯ

Тема работы
«Анализ путей повышения эффективности сооружения и эксплуатации линейной части магистральных нефтепроводов в условиях распространения многолетнемерзлых грунтов» УДК <u>622.692.4.053:551.345</u>

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ6А	Чехлов А.Н.		25.05.18

Руководитель

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ОНД	Чухарева Н.В.	к.х.н., доцент		25.05.18

КОНСУЛЬТАНТЫ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ассистент ОСГН	Макашева Ю.С.	-		25.05.18

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ассистент ООД	Немцова О.А.	-		25.05.18

Консультант-лингвист

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ОИЯ	Коротченко Т.В.	к.ф.н., доцент		25.05.18

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

Руководитель ООП	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
ОНД ИШПР	Бурков П.В.	д.т.н, профессор		25.05.18

ПЛАНИРУЕМЫЕ РЕЗУЛЬТАТЫ ОБУЧЕНИЯ ПО ООП
подготовки магистров
по направлению 21.04.01 «Нефтегазовое дело»,
профиль подготовки: «Надежность газонефтепроводов и хранилищ»

Код результата	Результат обучения (выпускник должен быть готов)	Требования ФГОС, критериев и/или заинтересованных сторон
<i>В соответствии с универсальными, общепрофессиональными и профессиональными компетенциями</i>		
Общие по направлению подготовки 21.04.01 «Нефтегазовое дело»		
P1	Применять естественнонаучные, математические, гуманитарные, экономические, инженерные, технические и глубокие профессиональные знания в области современных нефтегазовых технологий для решения прикладных междисциплинарных задач и инженерных проблем, соответствующих профилю подготовки (в нефтегазовом секторе экономики)	ОК-1; ОК-2; ОК-3, ОПК-1; ОПК-2; ОПК-4; ОПК-5; ОПК-6; ОПК-7, ОПК-8, ПК-1; ПК-2; ПК-3; ПК-4; ПК-6; ПК-7; ПК-9; ПК-10; ПК-11; ПК-14; ПК-16; ПК-17; ПК-19; ПК-20; ПК-21; ПК-23
P2	Планировать и проводить аналитические и экспериментальные исследования с использованием новейших достижений науки и техники, уметь критически оценивать результаты и делать выводы, полученные в сложных и неопределённых условиях; использовать принципы изобретательства, правовые основы в области интеллектуальной собственности	ОК-1; ОК-2; ОПК-2; ОПК-4; ОПК-6; ПК-1; ПК-2; ПК-3; ПК-4; ПК-5; ПК-6; ПК-7; ПК-8; ПК-9; ПК-10; ПК-11; ПК-14; ПК-15; ПК-17; ПК-18; ПК-19; ПК-20; ПК-22; ПК-23
<i>в области производственно-технологической деятельности</i>		
P3	Проявлять профессиональную осведомленность о передовых знаниях и открытиях в области нефтегазовых технологий с учетом передового отечественного и зарубежного опыта; использовать инновационный подход при разработке новых идей и методов проектирования объектов нефтегазового комплекса для решения инженерных задач развития нефтегазовых технологий, модернизации и усовершенствования нефтегазового производства.	ОК-1; ОК-2; ОПК-1; ОПК-2; ОПК-3; ОПК-6; ОПК-7, ОПК-8, ПК-1; ПК-2; ПК-3; ПК-4; ПК-5; ПК-6; ПК-7; ПК-8; ПК-9; ПК-11; ПК-13; ПК-14; ПК-15; ПК-18; ПК-20; ПК-21; ПК-22; ПК-23
P4	Внедрять, эксплуатировать и обслуживать современные машины и механизмы для реализации технологических процессов нефтегазовой области, обеспечивать их высокую эффективность, соблюдать правила охраны здоровья и безопасности труда, выполнять требования по защите окружающей среды.	ОК-2; ОПК-1; ОПК-2; ОПК-7, ОПК-8, ПК-1; ПК-3; ПК-6; ПК-9; ПК-10; ПК-11; ПК-14; ПК-16; ПК-17; ПК-18; ПК-19; ПК-21; ПК-22

Код результата	Результат обучения (выпускник должен быть готов)	Требования ФГОС, критериев и/или заинтересованных сторон
<i>в области экспериментально-исследовательской деятельности</i>		
P5	Быстро ориентироваться и выбирать оптимальные решения в многофакторных ситуациях, владеть методами и средствами математического моделирования технологических процессов и объектов	ОК-2; ОК-3; ОПК-1; ОПК-2; ПК-4; ПК-5; ПК-6; ПК-7; ПК-8; ПК-9; ПК-10; ПК-11; ПК-17; ПК-20
<i>в области проектной деятельности</i>		
P6	Эффективно использовать любой имеющийся арсенал технических средств для максимального приближения к поставленным производственным целям при разработке и реализации проектов, проводить экономический анализ затрат, маркетинговые исследования, рассчитывать экономическую эффективность	ОК-2; ОПК-1; ОПК-2; ОПК-4; ОПК-7, ОПК-8, ПК-1; ПК-3; ПК-4; ПК-5; ПК-6; ПК-8; ПК-9; ПК-10; ПК-11; ПК-13; ПК-14; ПК-15; ПК-16; ПК-17; ПК-18; ПК-19; ПК-20; ПК-21; ПК-22; ПК-23; (АВЕТ-3с), (ЕАС-4.2-е)
<i>в области организационно-управленческой деятельности</i>		
P7	Эффективно работать индивидуально, в качестве члена и руководителя команды, умение формировать задания и оперативные планы всех видов деятельности, распределять обязанности членов команды, готовность нести ответственность за результаты работы	ОК-1; ОК-2; ОК-3; ОПК-1; ОПК-2; ОПК-4; ОПК-5; ОПК-6; ПК-6; ПК-11; ПК-12; ПК-13; ПК-14; ПК-15; ПК-23; (АВЕТ-3с), (ЕАС-4.2-е)
P8	Самостоятельно учиться и непрерывно повышать квалификацию в течение всего периода профессиональной деятельности; активно владеть иностранным языком на уровне, позволяющем работать в интернациональной среде, разрабатывать документацию и защищать результаты инженерной деятельности	ОК-1; ОК-2; ОК-3; ОПК-1; ОПК-2; ОПК-4; ОПК-5; ОПК-6; ПК-6; ПК-11; ПК-12; ПК-13; ПК-14; ПК-15; ПК-23; (АВЕТ-3с), (ЕАС-4.2-е)
Профиль «Надежность газонефтепроводов и хранилищ»		
P9	Организация технологического сопровождения планирования и оптимизации потоков углеводородного сырья и режимов работы технологических объектов	Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (ОПК-6, ОПК-7, ПК-4, ПК-7, ПК-13), требования профессионального стандарта 19.008 Специалист по диспетчерско-технологическому управлению нефтегазовой отрасли
P10	Организация ТОиР, ДО нефте- и газотранспортного оборудования	Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (ОПК-5, ОПК-6, ПК-9, ПК-11), требования профессионального стандарта 19.013

Код результата	Результат обучения (выпускник должен быть готов)	Требования ФГОС, критериев и/или заинтересованных сторон
		«Специалист по эксплуатации газотранспортного оборудования»
Р11	Повышение надежности, долговечности, эффективности газотранспортного оборудования	Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (ОПК-4, ОПК-5, ПК-9, ПК-14), требования профессионального стандарта 19.013 «Специалист по эксплуатации газотранспортного оборудования»

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

Инженерная школа природных ресурсов (ИШПР)
 Направление подготовки (специальность) 21.04.01 «Нефтегазовое дело»
 Профиль «Надежность газонефтепроводов и хранилищ»
 Уровень образования магистратура
 Отделение нефтегазового дела
 Период выполнения _____ (осенний / весенний семестр 2017/2018 учебного года)

Форма представления работы:

магистерская диссертация

КАЛЕНДАРНЫЙ РЕЙТИНГ-ПЛАН
выполнения выпускной квалификационной работы

Срок сдачи студентом выполненной работы:	25.05.2018г.
--	--------------

Дата контроля	Название раздела (модуля) / вид работы (исследования)	Максимальный балл раздела (модуля)
05.04.2018	<i>Введение</i>	5
13.04.2018	<i>Обзор литературы</i>	20
20.04.2018	<i>Характеристика объекта исследования</i>	10
20.04.2018	<i>Методики исследования</i>	15
03.05.2018	<i>Расчет нефтепровода</i>	15
10.05.2018	<i>Социальная ответственность</i>	10
14.05.2018	<i>Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение</i>	10
17.05.2018	<i>Заключение</i>	5
17.05.2018	<i>Презентация</i>	10
	<i>Итого</i>	100

Составил преподаватель:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ОНД	Чухарева Н.В.	к.х.н., доцент		21.02.2018

СОГЛАСОВАНО:

Руководитель ООП	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
ОНД ИШПР	Бурков П.В.	д.т.н., профессор		28.02.2018

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

Инженерная школа природных ресурсов (ИШПР)
 Направление подготовки (специальность) 21.04.01 «Нефтегазовое дело»
 Профиль «Надежность газонефтепроводов и хранилищ»
 Отделение нефтегазового дела

УТВЕРЖДАЮ:
 Руководитель ООП ОНД ИШПР
 _____ Бурков П.В.
 (Подпись) (Дата) (Ф.И.О.)

ЗАДАНИЕ
на выполнение выпускной квалификационной работы

В форме:

магистерской диссертации

Студенту:

Группа	ФИО
2БМ6А	Чехлову Александру Николаевичу

Тема работы:

«Анализ путей повышения эффективности сооружения и эксплуатации линейной части магистральных нефтепроводов в условиях распространения многолетнемерзлых грунтов»

Утверждена приказом директора (дата, номер)

от 12.03.2018г. №1625/с

Срок сдачи студентом выполненной работы:

25.05.2018г.

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.).

Объект исследования: линейная часть магистрального нефтепровода, прокладываемого в условиях распространения многолетнемерзлых грунтов.

Характеристика нефтепровода:

Наружный диаметр.....	■	мм
Протяженность.....	■	км
Марка стали.....	■	
Рабочее давление.....	■	МПа
Плотность нефти.....	■	кг/м ³
Температура нефти.....	■	°С

	Минимальная температура нефти..... °С Пропускная способность..... млн т/год Срок эксплуатации..... лет Регион прокладки: _____ район _____ _____. Трасса: представлена просадочными («_____», «_____», «_____», «_____», «_____») и непросадочными («_____») многолетнемерзлыми грунтами.
--	--

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>	Произвести литературный обзор по теме защиты магистральных нефтепроводов от воздействия опасных геокриологических процессов в условиях распространения многолетнемерзлых грунтов. Выполнить расчет параметров технологических режимов и инженерной защиты исследуемого магистрального нефтепровода. Сделать выводы о целесообразности совместного использования технических и технологических мер защиты нефтепроводов в криолитозоне.
---	--

Перечень графического материала <i>(с точным указанием обязательных чертежей)</i>	1. Схемы воздействия геокриологических процессов на нефтепровод. 2. Схемы маршрутов действующих магистральных нефтепроводов, эксплуатируемых в криолитозоне. 3. Графики ореолов оттаивания и осадки подземного нефтепровода. 4. Графики глубины замены льдистого грунта. 5. Графики изменения температуры нефти по длине нефтепровода. 6. Графики потерь напора на трения по длине нефтепровода.
---	---

Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы
(с указанием разделов)

Раздел	Консультант
«Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»	Макашева Юлия Сергеевна, ассистент ОСГН
«Социальная ответственность»	Немцова Ольга Александровна, ассистент ООД
«Иностранный язык»	Коротченко Татьяна Валериевна, доцент ОИЯ

Названия разделов, которые должны быть написаны на русском и иностранном языках: реферат (abstract), зарубежный опыт (foreign experience).

Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику	19.09.2016г
---	-------------

Задание выдал руководитель:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ОНД	Чухарева Наталья Вячеславовна	к.х.н., доцент		19.09.2016

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ6А	Чехлов Александр Николаевич		19.09.2016

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

Студенту:

Группа	ФИО
2БМ6А	Чехлову Александру Николаевичу

Инженерная школа	Природных ресурсов	Отделение	Нефтегазового дела
Уровень образования	магистратура	Направление/специальность	21.04.01 «Нефтегазовое дело» профиль <u>«Надежность газонефтепроводов и хранилищ»</u>

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

1. Объем работ и количество материалов для инженерной защиты участка магистрального нефтепровода	Определяется по результатам расчетов в разделе 3 выпускной квалификационной работы
2. Единичные расценки на материалы и строительно-монтажные работы	Согласно территориальным сметным нормативам для [REDACTED] района
3. Единичные расценки на электроэнергию и топливо	Согласно данным финансовых отчетов ПАО «Транснефть»
4. Индексы изменения сметной стоимости	Согласно постановлению Правительства [REDACTED] № 1072-П
5. Норма накладных расходов и сметной прибыли	Согласно МДС 81-25.2001, МДС 81-33.2004

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

1. Расчет сметной стоимости инженерной защиты магистрального нефтепровода на многолетнемерзлых грунтах	Расчет сметной стоимости осуществляется базисно-индексным методом
2. Расчет эксплуатационных затрат	Расчет производился на весь установленный срок эксплуатации нефтепровода
3. Определение экономической эффективности исследования	Расчет интегрального финансового показателя для всех рассмотренных вариантов

Перечень графического материала (с точным указанием обязательных чертежей):

1. Календарный план НИ
2. Матрица SWOT
3. Смета на инженерную защиту участка подземного нефтепровода
4. Смета на инженерную защиту участка надземного нефтепровода
5. Оценка экономической эффективности НИ

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику	12.03.2018г.
---	--------------

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ассистент ОСГН	Макашева Ю. С.	-		12.03.2018

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ6А	Чехлов А. Н.		12.03.2018

ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»

Студенту:

Группа	ФИО
2БМ6А	Чехлову Александру Николаевичу

Инженерная школа	Природных ресурсов	Отделение	Нефтегазового дела
Уровень образования	магистратура	Направление/специальность	21.04.01 «Нефтегазовое дело», профиль <u>«Надежность газонефтепроводов и хранилищ»</u>

Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:	
1. Характеристика объекта исследования (вещество, материал, прибор, алгоритм, методика, рабочая зона) и области его применения	Объектом исследования является линейная часть магистрального нефтепровода, прокладываемого в условиях распространения многолетнемерзлых грунтов.
Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:	
1. Производственная безопасность 1.1. Анализ вредных производственных факторов 1.2. Анализ опасных производственных факторов	Произвести анализ вредных и опасных производственных факторов, оказывающих влияние на сотрудников линейной эксплуатационной службы, выполняющих работы по техническому обслуживанию линейной части магистрального нефтепровода, проложенного в условиях распространения многолетнемерзлых грунтов.
2. Экологическая безопасность 2.1 Защита атмосферы 2.2 Защита гидросферы 2.3 Защита литосферы	Рассмотреть влияние магистрального нефтепровода на экологическое состояние атмосферы, гидросферы и литосферы и предложить решения по повышению экологической безопасности.
3. Безопасность в чрезвычайных ситуациях 3.1 Оценка степени загрязнения земель при аварийном разливе нефти 3.2 Очистка и рекультивация земель после аварийного разлива нефти	Проанализировать вероятные чрезвычайные ситуации на исследуемом магистральном нефтепроводе, предложить превентивные меры по профилактике и методику ликвидации последствий аварийной ситуации.
4. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности 4.1 Специальные правовые нормы трудового законодательства 4.2 Особенности организации работы	Описать требования к сотрудникам линейной эксплуатационной службы и перечислить особенности организации их работы условиях Крайнего Севера.

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику	12.03.2018г.
---	--------------

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ассистент ООД	Немцова О. А.	-		12.03.2018

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ6А	Чехлов А. Н.		12.03.2018

РЕФЕРАТ

Магистерская диссертация включает 191 страницу текстового материала, 29 рисунков, 25 таблиц, 88 источников, 3 приложения.

Ключевые слова. Магистральный нефтепровод, многолетнемерзлые грунты, опасные геокриологические процессы, надземная прокладка, подземная прокладка, инженерная защита, технологический режим.

Объект исследования. Линейная часть магистрального нефтепровода, прокладка которого осуществляется в районах распространения многолетнемерзлых грунтов.

Цель работы. Анализ эффективности сочетания технических и технологических решений, обеспечивающих безопасность эксплуатации линейной части магистрального нефтепровода в условиях распространения многолетнемерзлых грунтов.

Результаты исследования. Выявлена эффективность предложенного подхода и определено оптимальное сочетание параметров инженерной защиты и технологического режима магистрального нефтепровода, которое обеспечивает защиту от опасных геокриологических процессов при минимальных затратах материальных ресурсов на строительство и эксплуатацию нефтепровода в условиях распространения многолетнемерзлых грунтов.

Методы проведения исследования. Анализ производился по результатам технологических и экономических расчетов. Для проведения расчетов были использованы аналитические методики, представленные в действующих нормативных документах, а также численные методы, реализованные в программных комплексах Frost 3D Universal и ANSYS.

Основные конструктивные, технологические и технико-эксплуатационные характеристики. Параметры инженерной защиты и технологического режима магистрального нефтепровода, прокладываемого в условиях распространения многолетнемерзлых грунтов.

Область применения. Проектирование магистральных нефтепроводов.

Экономическая эффективность/значимость работы.

Применение комплексного подхода к проектированию магистрального нефтепровода, рассматривающего совместно параметры как инженерной защиты, так и технологического режима, позволило выявить возможность повышения экономической эффективности строительства и эксплуатации в рублевом эквиваленте.

ABSTRACT

The master's thesis includes 191 pages of text material, 29 figures, 25 tables, 88 sources, 3 apps.

Keywords. Main oil pipeline, permafrost, frost actions, aboveground pipelining, buried pipelining, engineering protection, operational conditions.

Object of study. The main oil pipeline constructed in permafrost region.

Objective. Efficiency analysis of a combination of technical and technological solutions that ensure the safety of the main oil pipeline in permafrost region.

Results of the study. The efficiency of the proposed approach is identified and the optimal combination of engineering protection and technological support of the main oil pipeline is determined. This provides protection against frost actions with minimum expenditures of material resources for the construction and operation of the pipeline in permafrost region.

Methods of conducting the study. The results of technological and economic calculations were analyzed. For the calculations, analytical techniques, the course in the current regulatory documents, as well as numerical methods implemented in the Frost 3D Universal and ANSYS software complexes were used.

The main design, technological, technical, and operational characteristics. Parameters of engineering protection and operational conditions of the main oil pipeline, laid in permafrost region.

Application area. Design of main oil pipelines.

Economic efficiency / significance of the work. Application of an integrated approach to the design of the main oil pipeline, considered together with engineering protection, and the operational conditions, to identify the possibility of increasing the economic efficiency of construction and operation in the ruble equivalent.

ОПРЕДЕЛЕНИЯ, ОБОЗНАЧЕНИЯ, СОКРАЩЕНИЯ, НОРМАТИВНЫЕ ССЫЛКИ

Нормативные ссылки

В работе использованы ссылки на следующие нормативные документы:

7-ФЗ	Об охране окружающей среды
ГОСТ Р 51858-2002	Нефть. Общие технические условия
ГОСТ 10704-91	Трубы стальные электросварные прямошовные. Сортамент
ГОСТ 10705-80	Трубы стальные электросварные. Технические условия
ГОСТ 12.0.003-2015	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
СП 20.13330.2011	Нагрузки и воздействия. Актуализированная редакция СНиП 2.01.07-85*
СП 25.13330.2012	Основания зданий и сооружений на вечномёрзлых грунтах. Актуализированная редакция СНиП 2.02.04-88
СП 36.13330.2012	Магистральные трубопроводы. Актуализированная редакция СНиП 2.05.06-85*
СП 131.13330.2012	Строительная климатология. Актуализированная редакция СНиП 23-01-99*

Определения

В работе используются 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.

деятельный слой: Поверхностный слой грунта, оттаивающий летом.

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 грунтов.

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.

термокарст: Образование просадочных форм рельефа и подземных пустот вследствие оттаивания подземного льда.

ОГЛАВЛЕНИЕ

Введение	8
1. Особенности сооружения и эксплуатации нефтепроводов в условиях распространения многолетнемерзлых грунтов	11
1.1 Защита от опасных геокриологических процессов	12
1.1.1 Подземный нефтепровод	12
1.1.2 Наземный нефтепровод	19
1.1.3 Надземный нефтепровод	21
1.2 Отечественный опыт	24
1.2.1 Магистральный нефтепровод « ██████████ »	25
1.2.2 Магистральный нефтепровод « ██████████ »	28
1.2.3 Магистральный нефтепровод « ██████████ »	30
1.3 Зарубежный опыт	33
2. Объект и методы исследования	34
2.1 Объект исследования	34
2.1.1 Характеристика нефтепровода	34
2.1.2 Характеристика трассы	35
2.2 Метод и методики исследования	38
2.2.1 Методика расчета глубины деятельного слоя грунта	40
2.2.2 Методика расчета толщины стенки нефтепровода	41
2.2.3 Методики расчета параметров инженерной защиты	42
2.2.3.1 Методика расчета глубины заложения оси нефтепровода	43
2.2.3.2 Методика расчета глубины ореола оттаивания	44
2.2.3.3 Методика расчета осадки нефтепровода	46
2.2.3.4 Методика расчета предельной осадки нефтепровода	47
2.2.3.5 Методика расчета объема замены льдистого грунта	50
2.2.3.6 Методика расчета длины пролета надземного нефтепровода	51
2.2.3.7 Методика расчета длины свай надземного нефтепровода	52
2.2.4 Методики расчета параметров технологического режима	53
2.2.4.1 Методика расчета изменения температуры нефти	53
2.2.4.2 Методика расчета изменения вязкости нефти	55
2.2.4.3 Методика расчета изменения плотности нефти	55
2.2.4.4 Методика расчета потерь напора на трение	55
2.2.4.5 Методика расчета потребляемой мощности электродвигателей насосов	57
2.2.4.6 Методика расчета расхода топлива на подогрев нефти	58
3. Расчет магистрального нефтепровода	59
3.1 Расчет глубины заложения оси нефтепровода	60
3.2 Расчет толщины стенки нефтепровода	61
3.3 Расчет длины пролета надземного нефтепровода	63
3.4 Расчет длины свай основания надземного нефтепровода	64
3.5 Расчет предельной осадки нефтепровода	65
3.6 Выбор оптимального сочетания параметров инженерной защиты и технологического режима	68

3.6.1	Расчет участка №1	68
3.6.2	Расчет участка №2	69
3.6.2.1	Расчет параметров инженерной защиты	70
3.6.2.2	Расчет параметров технологического режима	73
4.	Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	75
4.1	Анализ перспективности исследования	75
4.1.1	Планирование научно-исследовательских работ	75
4.1.2	SWOT-анализ	77
4.2	Оценка экономической эффективности реализации проекта	79
4.2.1	Расчет сметной стоимости реализации мер инженерной защиты	79
4.2.1.1	Методика расчета	79
4.2.1.2	Расчет участка №2	84
4.2.2	Расчет эксплуатационных затрат	92
4.2.2.1	Методика расчета	93
4.2.2.2	Расчет технологического режима $t_n = \blacksquare$ °C	93
4.2.3	Расчет интегрального финансового показателя	95
5	Результаты исследования	97
5.1	Стоимость вариантов защитных мер	97
5.2	Описание оптимального варианта	98
5.2.1	Параметры инженерной защиты	98
5.2.2	Параметры технологического режима	103
6.	Социальная ответственность	105
6.1	Производственная безопасность	106
6.1.1	Анализ вредных производственных факторов	107
6.1.1.1	Отклонение показателей климата на открытом воздухе	107
6.1.1.2	Тяжесть и напряженность физического труда	108
6.1.1.3	Повреждения в результате контакта с животными	108
6.1.2	Анализ опасных производственных факторов	109
6.1.2.1	Движущиеся машины и механизмы	109
6.1.2.2	Пожаро- и взрывоопасность	110
6.2	Экологическая безопасность	110
6.2.1	Защита атмосферы	111
6.2.2	Защита гидросферы	111
6.2.3	Защита литосферы	113
6.3	Безопасность в чрезвычайных ситуациях	114
6.3.1	Оценка степени загрязнения земель при аварийном разливе нефти	115
6.3.2	Очистка и рекультивация земель после аварийного разлива нефти	116
6.4	Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности	117
6.4.1	Специальные правовые нормы трудового законодательства	117
6.4.2	Особенности организации работы	118
	Заключение	120
	Список публикаций	122
	Список используемых источников	125
	Приложение А Foreign experience	136
	Приложение Б Характеристика трассы нефтепровода	147
	Приложение В Промежуточные результаты расчета нефтепровода	149

ВВЕДЕНИЕ

Актуальность. Снижение уровня добычи нефти на месторождениях Западной Сибири, Башкирии и Татарстана требует освоения новых перспективных нефтегазоносных провинций. Согласно положениям Энергетической стратегии России [1], изменение географии добычи углеводородов должно осуществляться за счет введения в эксплуатацию месторождений Восточной Сибири, Дальнего Востока, полуострова Ямал и континентального шельфа арктических морей.

Для реализации стратегии потребуется развитие сети магистральных нефтепроводов, осуществляющих доставку углеводородов от новых районов добычи до потребителей внутри страны и на экспорт. Значительная часть указанных территорий относится к районам распространения многолетнемерзлых грунтов, где строительство и эксплуатация нефтепроводов осложняется опасными геокриологическими процессами, которые могут привести к изменению напряженно-деформированного состояния трубопровода и стать причиной аварии. Поэтому еще на стадии проектирования, необходимо предусмотреть комплекс защитных мер по ограничению воздействия опасных факторов в пределах, обеспечивающих надежную эксплуатацию нефтепровода.

Существуют два пути защиты нефтепроводов от воздействия опасных геокриологических процессов: технический и технологический. К техническим решениям относится реализация дифференцированных мер инженерной защиты, таких как тепловая изоляция труб, замена льдистого грунта в основании траншеи, применение надземного способа прокладки. Технологическим решением является перекачка нефти при пониженных температурах.

					Анализ путей повышения эффективности сооружения и эксплуатации линейной части магистральных нефтепроводов в условиях распространения многолетнемерзлых грунтов			
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата				
Разраб.		Чехлов А.Н.			Введение	Лит.	Лист	Листов
Руковод.		Чухарева Н.В.					8	191
Консульт.						НИ ТПУ гр. 2БМ6А		
Рук-ль ООП		Бурков П.В.						

Цель работы. Анализ эффективности сочетания технических и технологических решений, обеспечивающих безопасность эксплуатации линейной части магистрального нефтепровода в условиях распространения многолетнемерзлых грунтов.

Задачи работы:

- расчет параметров допустимых технологических режимов, отличающихся температурой подогрева нефти;
- определение параметров инженерной защиты нефтепровода при различных технологических режимах;
- выбор оптимального сочетания технологического режима и параметров инженерной защиты по результатам экономических расчетов.

Объект исследования. Линейная часть проектируемого магистрального нефтепровода, прокладка которого будет осуществляться в районах распространения многолетнемерзлых грунтов.

Предмет исследования. Параметры инженерной защиты и технологического режима рассматриваемого магистрального нефтепровода.

Научная или практическая новизна. Комплексный подход к проектированию магистрального нефтепровода, прокладываемого в условиях распространения многолетнемерзлых грунтов, рассматривающий совместно параметры как инженерной защиты, так и технологического режима. Дифференцированный подход к выбору мер инженерной защиты нефтепровода в зависимости от физико-механических и теплофизических характеристик грунтов.

Практическая значимость результатов исследования. Основным результатом исследовательской работы является получение оптимального сочетания параметров инженерной защиты и технологического режима магистрального нефтепровода, которое обеспечивает защиту от опасных геокриологических процессов при минимальных затратах материальных ресурсов на строительство и эксплуатацию нефтепровода в условиях распространения многолетнемерзлых грунтов. Предложенный алгоритм может

					Введение	Лист
						9
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

быть использован при проектировании нефтепроводов, отличающихся по характеристикам от рассмотренного в работе.

Реализация и апробация работы. Результаты исследований по теме выпускной квалификационной работы были представлены автором на научных мероприятиях различного уровня, где их отметили следующими наградами:

– диплом I степени за доклад «Анализ путей повышения эффективности сооружения и эксплуатации линейной части магистральных нефтегазопроводов в условиях распространения многолетнемерзлых грунтов» на XXII Международном научном симпозиуме студентов и молодых ученых имени академика М.А. Усова «Проблемы геологии и освоения недр»;

– диплом I степени за научно-исследовательскую работу «Повышение эффективности сооружения и эксплуатации магистрального нефтепровода в условиях распространения многолетнемерзлых грунтов» на Всероссийском конкурсе научно-исследовательских работ студентов и молодых ученых в области наук о Земле по теме «Арктика и ее освоение»;

– диплом II степени в I (заочном) туре за научно-исследовательскую работу «Повышение эффективности сооружения и эксплуатации магистрального нефтепровода в условиях распространения многолетнемерзлых грунтов» на III Всероссийском конкурсе научно-исследовательских работ студентов и аспирантов ВУЗов и научных академических институтов России по естественным, техническим и гуманитарным наукам «Шаг в науку»;

– диплом II степени за доклад «Анализ путей повышения эффективности сооружения и эксплуатации магистрального нефтепровода в условиях распространения многолетнемерзлых грунтов» на I Всероссийской научно-практической конференции «Трубопроводный транспорт углеводородов»;

– диплом III степени за доклад «Повышение эффективности сооружения и эксплуатации магистрального нефтепровода в условиях распространения многолетнемерзлых грунтов» на X Всероссийской молодежной научной конференции им. профессора М.К. Коровина «Творчество юных - шаг в будущее» по теме «Арктика и ее освоение».

					Введение	Лист
						10
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

1 ОСОБЕННОСТИ СООРУЖЕНИЯ И ЭКСПЛУАТАЦИИ НЕФТЕПРОВОДОВ В УСЛОВИЯХ РАСПРОСТРАНЕНИЯ МНОГОЛЕТНЕМЕРЗЛЫХ ГРУНТОВ

Во время эксплуатации магистральных нефтепроводов, проложенных в районах распространения многолетнемерзлых грунтов, наряду с обычными осложняющими процессами, такими как парафинообразование, внутренняя и внешняя коррозия, может активно проявляться воздействие опасных геокриологических процессов. Их активизация связана с изменением фазового состояния воды, содержащейся в грунте, при тепловом влиянии нефтепровода.

Особенностью многолетнемерзлых грунтов является значительная несущая способность в мерзлом состоянии, близкая к характеристикам скальных пород, и ее резкое снижение при растеплении. При оттаивании происходит уменьшение объема грунта за счет оттока воды и уплотнения, при промерзании наблюдается обратный эффект расширения пород. Протекание этих физических явлений в многолетнемерзлых грунтах проявляется в виде таких геокриологических процессов, как солифлюкция, термоэрозия, термокарст, осадка, морозное пучение, морозобойное растрескивание, заболачивание местности.

Интенсивность геокриологических процессов зависит от множества факторов, характеризующих геотехническую систему «трубопровод – грунт», но зачастую приводит к возникновению аварийной ситуации значительно раньше, чем остальные процессы, осложняющие трубопроводный транспорт нефти. Поэтому при реализации проектов по прокладке магистральных нефтепроводов в условиях распространения многолетнемерзлых грунтов большое внимание должно быть уделено обеспечению их инженерной защиты за счет внедрения специфических технических решений при строительстве и

					Анализ путей повышения эффективности сооружения и эксплуатации линейной части магистральных нефтепроводов в условиях распространения многолетнемерзлых грунтов			
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата				
Разраб.		Чехлов А.Н.			Особенности сооружения и эксплуатации нефтепроводов в условиях распространения многолетнемерзлых грунтов	Лит.	Лист	Листов
Руковод.		Чухарева Н.В.					11	191
Консульт.						НИ ТПУ гр. 2БМ6А		
Рук-ль ООП		Бурков П.В.						

постоянного мониторинга состояния нефтепровода и грунтов основания с соответствующей реакцией на его изменение в процессе эксплуатации.

В связи с этим, изучение особенностей инженерной защиты нефтепроводов от воздействия опасных геокриологических процессов является актуальным исследовательским направлением, которым занимается большое количество российских и зарубежных научных коллективов.

1.1 Защита от опасных геокриологических процессов

Степень и характер воздействия опасных геокриологических процессов на магистральный нефтепровод в значительной мере зависит от способа его прокладки: подземной, наземной или надземной.

Наибольшую угрозу представляют участки, на которых происходит значительное изменение свойств многолетнемерзлых грунтов. На границах просадочных и непросадочных, обводненных и необводненных, пучинистых и непучинистых грунтов наблюдаются наиболее значительные изменения напряженно-деформированного состояния нефтепровода, такие участки являются потенциально аварийноопасными.

Имеющийся опыт указывает на то, что меры инженерной защиты магистрального нефтепровода не могут быть абсолютно универсальными и должны подбираться дифференцировано для конкретных участков исходя из свойств многолетнемерзлых грунтов основания и характеристик прокладываемого трубопровода.

1.1.1 Подземный нефтепровод

Наиболее распространенным способом сооружения магистральных нефтепроводов является подземная прокладка в траншее, однако в условиях распространения многолетнемерзлых грунтов имеется ряд существенных ограничений. Вопросам подземной прокладки нефтепроводов в многолетнемерзлых грунтах посвящено значительное число диссертаций, над которыми работали ученые ГУП «Институт проблем транспорта энергоресурсов» [2, 3], Тюменского государственного нефтегазового университета [4], Архангельского государственного технического

					Особенности сооружения и эксплуатации нефтепроводов в условиях распространения многолетнемерзлых грунтов	Лист
						12
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

университета [5], Российского государственного университета нефти и газа им. И.М. Губкина [6].

В научных работах отмечается, что подземный нефтепровод оказывает существенное тепловое влияние на вмещающие грунты, что чаще всего вызывает их растепление, сопровождающееся просадками, образованием термокарстовых озер, заболачиваем местности, реже (при низких температурах перекачиваемой нефти) – промерзание и морозное пучение. Протекание описанных процессов в грунтах основания нефтепровода в зависимости от сложившегося сочетания факторов может привести к его осадке, всплытию или пучению, величина которых достигает больших значений и влечет недопустимые изменения напряженно-деформированного состояния трубы.

Осадка нефтепровода представляет собой перемещение трубы вниз под действием вертикальных нагрузок при просадке многолетнемерзлых грунтов основания, которая происходит за счет уменьшения объема льда при таянии, оттока поровой воды и уплотнения скелета грунта под действием собственного веса и приложенной нагрузки. Схема осадки подземного нефтепровода представлена на рисунке 1.

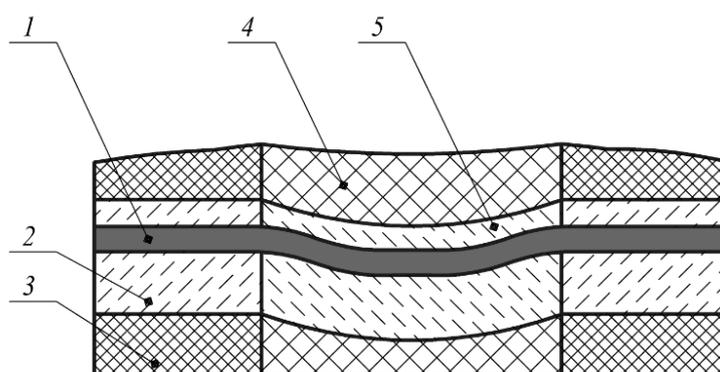


Рисунок 1 – Схема осадки подземного нефтепровода: 1 – нефтепровод; 2 – оттаявший непросадочный грунт; 3 – мерзлый непросадочный грунт; 4 – мерзлый просадочный грунт; 5 – оттаявший просадочный грунт

Для проявления данного процесса должны сложиться следующие факторы: температура перекачиваемой нефти должна вызывать растепление грунтов основания, а суммарная нагрузка от собственного веса трубы с продуктом и веса грунта засыпки должна быть больше выталкивающей силы

					Особенности сооружения и эксплуатации нефтепроводов в условиях распространения многолетнемерзлых грунтов	Лист
						13
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

воды, действующей на нефтепровод. По данным литературных источников, именно такое сочетание факторов наиболее часто встречается в проектах по прокладке магистральных нефтепроводов в условиях распространения многолетнемерзлых грунтов, поэтому осадка является самым распространенным геокриологическим процессом, осложняющим эксплуатацию подземных нефтепроводов в криолитозоне.

Всплытие нефтепровода – это перемещение трубы вверх под действием выталкивающей силы в обводненных грунтах, потерявших несущую способность. Развитие данного процесса может привести к выходу трубопровода на дневную поверхность и его оголению. Схема всплытия подземного нефтепровода представлена на рисунке 2.

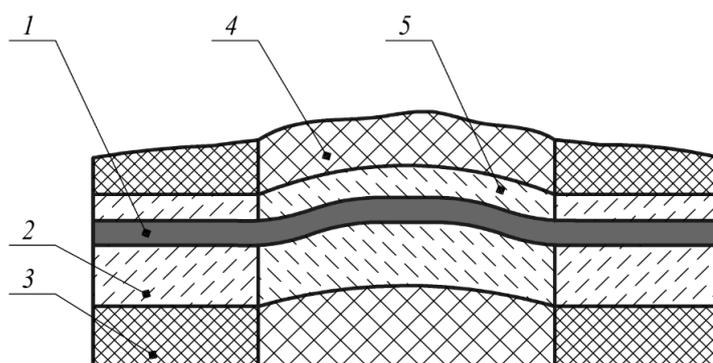


Рисунок 2 – Схема всплытия подземного нефтепровода: 1 – нефтепровод; 2 – оттаявший необводненный грунт; 3 – мерзлый необводненный грунт; 4 – мерзлый обводненный грунт; 5 – оттаявший обводненный грунт

Всплытие нефтепровода происходит в том случае, если вокруг трубы образуется зона талых грунтов из-за теплового воздействия перекачиваемой нефти или сезонных процессов и выталкивающая сила воды превышает нагрузки от веса трубы, продукта и грунта засыпки. Такое сочетание факторов при эксплуатации магистральных нефтепроводов встречается довольно редко и более характерно для трубопроводного транспорта газа.

Однако всплытие участков нефтепровода возможно на этапе строительства в момент, когда труба заполнена воздухом или инертным газом, а также при эксплуатации в случае отсутствия оттока талой воды и образования цепи термокарстовых озер на трассе. Поэтому опыт исследования изменения

проектного положения подземных газопроводов при всплытии, полученный в Тюменском государственном нефтегазовом университете [7, 8] и ООО «Научно-исследовательский институт природных газов и газовых технологий – Газпром ВНИИГАЗ» [9-11], может быть полезен и применительно к транспорту нефти.

В случае перекачки нефти при пониженных температурах, когда вокруг трубы не формируется постоянный ореол оттаивания, возникает опасность проявления сил морозного пучения. Схема пучения подземного нефтепровода представлена на рисунке 3.

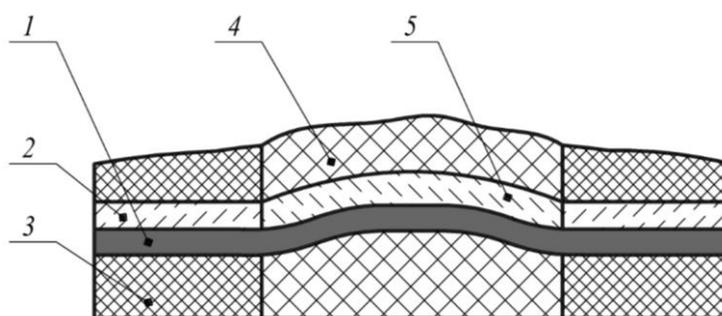


Рисунок 3 – Схема пучения подземного нефтепровода: 1 – нефтепровод; 2 – оттаявший непучинистый грунт; 3 – мерзлый непучинистый грунт; 4 – мерзлый пучинистый грунт; 5 – оттаявший пучинистый грунт

Процесс пучения возникает из-за увеличения объема грунта за счет расширения воды при замерзании. Фронт промерзания может двигаться как сверху от воздействия холодного воздуха, так и снизу от толщи многолетнемерзлых пород, кроме того возможно охлаждения грунта за счет перекачки нефти при отрицательных температурах. Сложность однозначного определения направления действия сил морозного пучения, их неоднородность и изменчивость делает пучение одним из наиболее опасных геокриологических процессов, оказывающих влияние на подземные трубопроводы.

Однако в настоящее время большинство магистральных нефтепроводов эксплуатируются при значительных положительных температурах перекачиваемой нефти, поэтому воздействие сил морозного пучения проявляется гораздо реже, чем при транспортировке природного газа. Исследованию процессов пучения грунтов оснований подземных газопроводов

посвящено множество научных работ, выполненных коллективами Института физико-технических проблем Севера им. В.П. Ларионова СО РАН [12], Института проблем нефти и газа СО РАН [13], ГУП «Институт проблем транспорта энергоресурсов» [2], ООО «Научно-исследовательский институт природных газов и газовых технологий – Газпром ВНИИГАЗ» [10], опыт которых может быть полезен в случае проектирования подземных трубопроводов, транспортирующих нефть при пониженных температурах.

На современном этапе развития технологий при сооружении подземных нефтепроводов применяются следующие меры инженерной защиты от опасных геокриологических процессов:

- кольцевая тепловая изоляция трубопровода;
- тепловая изоляция из плит, укладываемых на дно траншеи;
- замена льдистого грунта в основании траншеи;
- активная термостабилизация грунтов с помощью сезонно-действующих охлаждающих устройств;
- устройство вертикальных компенсаторов за счет упругого изгиба трубопровода;
- балластировка трубопровода;
- установка подземных опор под трубопровод;
- установка подземных опор с подвеской трубопровода.

Применение тепловой изоляции различных конфигураций является наиболее распространенным способом инженерной защиты подземных нефтепроводов. Механизм ее действия заключается в снижении теплового воздействия нефтепровода на грунты основания за счет малой теплопроводности применяемых материалов, что влечет уменьшение размеров ореолов оттаивания и, соответственно, интенсивности процессов повышения обводненности и осадки. Особенности применения тепловой изоляции посвящены научные работы, выполненные в Российском государственном университете нефти и газа им. И.М. Губкина [6] и ООО «НИИ ТНН» [14], в них отмечается относительная простота и эффективность использования данного

					Особенности сооружения и эксплуатации нефтепроводов в условиях распространения многолетнемерзлых грунтов	Лист
						16
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

способа инженерной защиты подземных нефтепроводов, прокладываемых в условиях распространения многолетнемерзлых грунтов.

Создание насыпного основания за счет замены высокольдистых пород сухим (обычно песчаным) грунтом также является эффективным способом защиты подземного нефтепровода от осадки. Замена льдистого грунта осуществляется на расчетную глубину, что позволяет обеспечить величину осадки на заданном уровне, так как правильно уложенное песчаное основание является почти несжимаемым. Опыт применения данного способа инженерной защиты описан в исследовательских работах, выполненных совместно научными коллективами ООО «НИИ ТНН», ОАО «Гипротрубопровод» и ОАО «АК «Транснефть» [15-17], а также специалистами ООО «Транснефть – Восток» [18].

Активная термостабилизация грунтов с помощью сезонно-действующих охлаждающих устройств является дорогостоящим, но крайне эффективным способом инженерной защиты, позволяющим сохранить грунты основания в мерзлом состоянии даже при эксплуатации горячего нефтепровода. Конструкция охлаждающего устройства состоит из гильзы, заполненной незамерзающей жидкостью, в которую помещается трубка, состоящая из испарителя, заполненного хладагентом, и конденсатора с оребрением. Тепло от грунта передается через незамерзающую жидкость к рабочему участку испарителя, где начинает кипеть хладагент и образующийся пар движется вверх. На поверхности пар конденсирует, отдавая теплоту фазового перехода окружающей среде (холодному воздуху), и конденсат под действием силы тяжести движется вниз к испарителю.

Применение сезонно-действующих охлаждающих устройств является наиболее технологичным способом инженерной защиты подземных нефтепроводов, особенностям его применения посвящено значительное число работ, выполненных учеными ОАО «Гипротюменнефтегаз» [19-22] и ООО «Научно-исследовательский институт природных газов и газовых технологий – Газпром ВНИИГАЗ» [23]. Однако из-за значительной стоимости такого способа

					Особенности сооружения и эксплуатации нефтепроводов в условиях распространения многолетнемерзлых грунтов	Лист
						17
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

инженерной защиты его применение целесообразно в весьма ограниченных случаях, например, на термокарстовых участках, где наблюдается значительная локальная осадка при таянии крупных ледяных включений, а надземная прокладка невозможна ввиду объективных причин.

Согласно данным исследования [15], вертикальные компенсаторы могут применяться на участках распространения островной мерзлоты протяженностью более 300 м. Их сооружают путем устройства углов упругого изгиба на границах мерзлых и талых грунтов, благодаря чему при осадке нефтепровода не возникает дополнительных напряжений изгиба, следовательно, не происходит и перехода к предельному состоянию.

Балластировка подземного нефтепровода производится с помощью анкеров или пригрузов различной конструкции с целью ограничения его вертикальных перемещений под действием выталкивающей силы в обводненных грунтах. Данный способ инженерной защиты применяется в случае заболачивания местности, а также при образовании термокарстовых озер на трассе нефтепровода.

Устройство подземных опор магистрального нефтепровода полностью обеспечивает его защиту от осадки при растеплении грунтов основания, однако является крайне дорогостоящим решением, так как сооружение включает в себя комплекс работ, необходимый и для подземной, и для надземной прокладки трубопроводов. Результаты исследований [3, 18] указывают на то, что подземная прокладка нефтепровода на свайных опорах применяется только как способ стабилизации положения трубопровода в тех случаях, когда в процессе эксплуатации становится очевидно, что мер инженерной защиты, первоначально предусмотренных проектом, оказалось недостаточно и существует опасность возникновения недопустимых напряжений и деформаций.

Для оценки воздействия подземного нефтепровода на вмещающие многолетнемерзлые грунты производят прогнозные расчеты ореолов оттаивания, перемещения и напряженно-деформированного состояния

					Особенности сооружения и эксплуатации нефтепроводов в условиях распространения многолетнемерзлых грунтов	Лист
						18
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

трубопровода. Исследованию и совершенствованию методик расчетов посвящены работы научных коллективов ООО «НИИ Транснефть» [24], ОАО «Гипротрубопровод» [25], ООО «Симмэйкерс» [26], ОАО «Гипротюменнефтегаз» [19, 27-29]. Результаты указывают на целесообразность применения современных программных комплексов, осуществляющих расчеты численными методами.

Во всех перечисленных исследованиях делается акцент на особой важности достоверности используемых исходных данных, что говорит о необходимости повышения требований к качеству инженерных изысканий, а также обеспечения непрерывного мониторинга состояния нефтепровода и грунтов основания. Примером может служить система геотехнического мониторинга и безопасного управления магистральными нефтепроводами, разработанная научным коллективом ООО «НИИ Транснефть» [30] совместно со специалистами ОАО ЦТД «Диаскан» [31] и успешно внедренная на объектах трубопроводной системы «Восточная Сибирь – Тихий океан».

1.1.2 Наземный нефтепровод

Наземная прокладка магистральных трубопроводов встречается крайне редко и чаще всего применяется при трубопроводном транспорте газа. Однако группой ученых Российского государственного университета нефти и газа им. И.М. Губкина [32] было предложено инновационное решение по наземной прокладке магистрального нефтепровода в условиях распространения многолетнемерзлых грунтов.

Прокладку нефтепровода предлагается осуществлять с использованием специальных грунтовых модулей, устанавливаемых на поверхность слабонесущего грунта. Грунтовые модули представляют собой ячеистую конструкцию из технической ткани, заполненную местными уплотненными грунтами. Сверху наносится защитный песчаный слой толщиной 50 – 100 мм, на который укладывается нефтепровод.

Размеры ячеек подбираются с учетом требуемой несущей способности грунтового основания под действием статических и динамических нагрузок от

					Особенности сооружения и эксплуатации нефтепроводов в условиях распространения многолетнемерзлых грунтов	Лист
						19
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

веса трубопровода, снежного покрова, оледенения и т.д. Толщина грунтового модуля рассчитывается из условия минимизации теплового воздействия нефтепровода на грунты основания.

Основным геокриологическим процессом, осложняющим эксплуатацию наземного магистрального нефтепровода в условиях распространения многолетнемерзлых грунтов, является осадка при растеплении грунтового основания. Ее величина обычно значительно меньше, чем при подземной прокладке, однако все равно может превышать предельно допустимые значения. Схема осадки наземного нефтепровода представлена на рисунке 4.

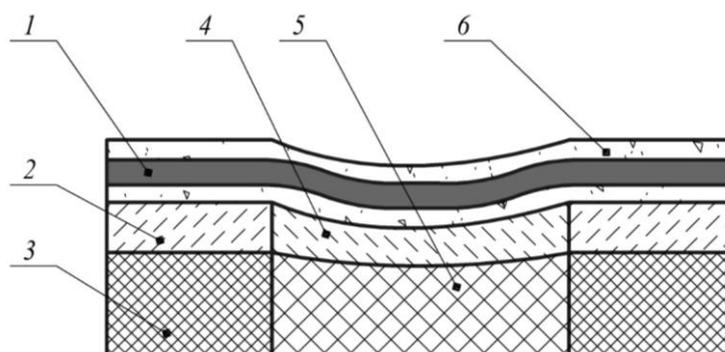


Рисунок 4 – Схема осадки наземного нефтепровода: 1 – нефтепровод; 2 – оттаявший непросадочный грунт; 3 – мерзлый непросадочный грунт; 4 – оттаявший просадочный грунт; 5 – мерзлый просадочный грунт; 6 – песчаная насыпь

Для решения данной проблемы предлагается использовать кольцевую тепловую изоляцию нефтепровода в качестве основного теплоизолирующего экрана, а грунтовый модуль – в качестве дополнительного экрана, рассчитывая его толщину с учетом ограничения по максимальной осадке.

Для компенсации температурных деформаций наземного нефтепровода прокладку следует осуществлять зигзагообразно или прямолинейно со слабоизогнутыми участками. Ширину грунтовых модулей определяют из условия максимально возможных поперечных перемещений нефтепровода при деформации.

Описанная технология прошла успешное испытание на объектах линейной части трубопроводной системы «Пурпе – Саянск». Грунтовые

модули служили основанием для технологических дорог на участках с болотами I и II категории и зарекомендовали себя с самой лучшей стороны.

Авторы заявляют о том, что положительный опыт применения грунтовых модулей в качестве вдольтрассовых проездов указывает на возможность их использования при наземной прокладке магистральных нефтепроводов в криолитозоне.

1.1.3 Надземный нефтепровод

Надземная прокладка магистральных нефтепроводов применяется достаточно редко, однако именно в условиях распространения многолетнемерзлых грунтов она получила наиболее широкое распространение, так как позволяет минимизировать тепловое воздействие перекачиваемой нефти и сохранить грунты основания в мерзлом состоянии. Авторы научных исследований, проведенных в ОАО «АК Транснефть» [15] и ООО «НИПИнефтегазстройдиагностика» [33], считают надземную прокладку основным способом сооружения магистральных нефтепроводов в криолитозоне.

Надземная прокладка нефтепроводов осуществляется с помощью специальных опор, установленных на свайном основании, состоящем из 2-х, 4-х или 8-ми свай расчетной длины. Опоры могут быть неподвижные, продольно-подвижные и свободно-подвижные, их конфигурация должна обеспечивать свободное перемещение нефтепровода в определенных границах с целью компенсации температурных деформаций. С этой же целью на надземном нефтепроводе монтируют компенсаторы, а саму прокладку осуществляют зигзагообразно.

Причиной активизации опасных геокриологических процессов, действующих на сваи основания надземного нефтепровода, является большая по сравнению с грунтом теплопроводность материала обсадных труб свай. В связи с этим в период положительных температур воздуха происходит растепление грунтов, вмещающих сваи, на глубину, превышающую мощность деятельного слоя, что может привести к осадке и пучению свай основания.

					Особенности сооружения и эксплуатации нефтепроводов в условиях распространения многолетнемерзлых грунтов	Лист
						21
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

При растеплении в летний период льдистных грунтов, вмещающих сваи, происходит потеря ими несущей способности, что может привести к осадке свайного основания или его отклонению от вертикали. Схема осадки свай основания надземного нефтепровода представлена на рисунке 5.

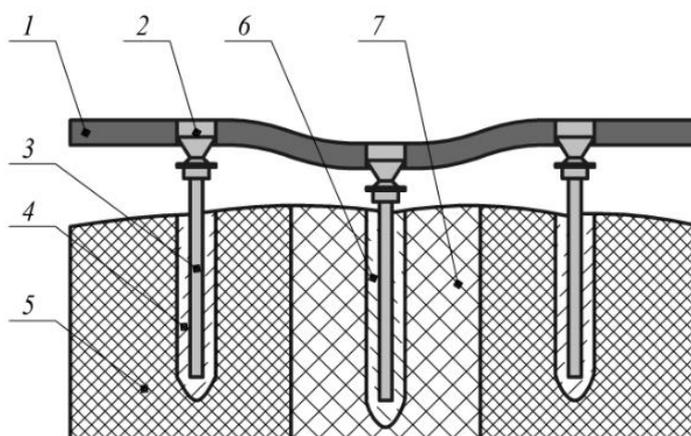


Рисунок 5 – Схема осадки свай основания надземного нефтепровода: 1 – нефтепровод; 2 – опора; 3 – свая; 4 – оттаявший непросадочный грунт; 5 – мерзлый непросадочный грунт; 6 – оттаявший просадочный грунт; 7 – мерзлый просадочный грунт

Однако собственно осадка не является наиболее опасным явлением, с наступлением холодного времени года начинается охлаждение талых грунтов вокруг свай, и активизация процессов морозного пучения. Возникающие при увеличении объема грунта силы действуют на сваи, выдавливая их из земли. Согласно данным исследования [34], величина вертикальных перемещений свай при пучении может достигать 150 мм в год, а учитывая возможность многолетнего накопления деформаций свайного основания, морозное пучение можно считать наиболее опасным геокриологическим процессом, действующим на надземный нефтепровод. Схема пучения свай основания надземного нефтепровода представлена на рисунке 6.

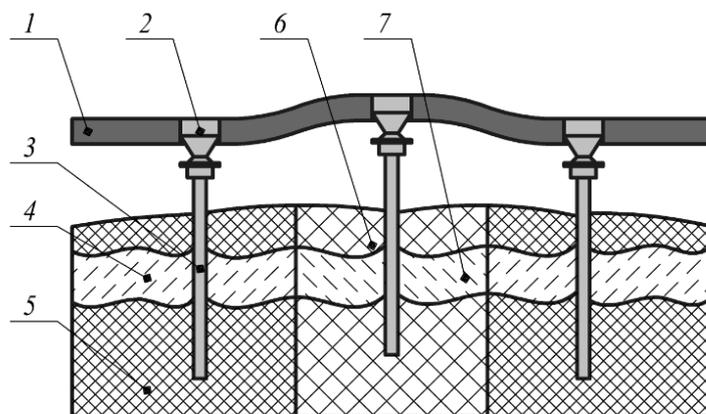


Рисунок 6 – Схема пучения свай основания надземного нефтепровода: 1 – нефтепровод; 2 – опора; 3 – свая; 4 – оттаявший непучинистый грунт; 5 – мерзлый непучинистый грунт; 6 – мерзлый пучинистый грунт; 7 – оттаявший пучинистый грунт

Для защиты надземных нефтепроводов от воздействия опасных геокриологических процессов в настоящее время применяются следующие технические решения:

- активная термостабилизация грунтов с помощью сезонно-действующих охлаждающих устройств;
- увеличение длины свай основания трубопровода.

Конструкция и принцип работы термостабилизаторов, применяемых при надземной прокладке нефтепроводов не отличается от тех, которые используются при подземной прокладке, за исключением того, что они располагаются внутри свай основания, а не непосредственно в грунте. Особенности применения сезонно-действующих охлаждающих устройств для защиты основания надземных нефтепроводов посвящена исследовательская работа [35]. В ней отмечается, что современные конструкции термостабилизаторов позволяют обеспечить мерзлое состояние грунтов вокруг свай в течение периода положительных температур на всю глубину погружения основания за пределами деятельного слоя.

Это означает, что благодаря применению сезонно-действующих охлаждающих устройств, зона, в которой происходят фазовые переходы и проявляются процессы осадки и пучения, сводится исключительно к деятельному слою грунта. Чтобы защитить сваи основания от воздействия сил

введенные в эксплуатацию в 2017 году магистральные нефтепроводы
« [REDACTED] » и « [REDACTED] ».

					Особенности сооружения и эксплуатации нефтепроводов в условиях распространения многолетнемерзлых грунтов	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		25

1.3 Зарубежный опыт

Наиболее известным и масштабным зарубежным проектом по строительству трубопроводов в условиях распространения многолетнемерзлых грунтов является построенный в 1970-х годах магистральный нефтепровод «Аляска». Это был первый мировой опыт по сооружению такого объекта в столь сложных природных условиях. Для его реализации потребовалось создание новых технических решений, которые стали примером и основой для всех последующих проектов, реализуемых в подобных условиях.

Китайские трубопроводы «Мохэ – Дацин» и «Голмуд – Лхаса» являются проектами по обеспечению нефтью и нефтепродуктами внутренних районов страны. Их трассы проходят по районам распространения континентальной и высокогорной многолетней мерзлоты соответственно, что требует применения определенных защитных мер.

Подробное описание зарубежного опыта сооружения и эксплуатации магистральных нефтепроводов в районах, характеризующихся распространением многолетнемерзлых грунтов, представлено на английском языке в приложении А.

					Особенности сооружения и эксплуатации нефтепроводов в условиях распространения многолетнемерзлых грунтов	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		33

2 ОБЪЕКТ И МЕТОДЫ ИССЛЕДОВАНИЯ

2.1 Объект исследования

В качестве объекта исследования выпускной квалификационной работы выбрана линейная часть проектируемого магистрального нефтепровода, прокладка которого будет осуществляться в районах, характеризующихся распространением многолетнемерзлых грунтов. Рассматривается участок между двумя соседними нефтеперекачивающими станциями, на которых производится подогрев нефти и её перекачка магистральными насосами.

2.1.1 Характеристика нефтепровода

Для достижения цели исследования необходимы сведения о свойствах следующих элементов объекта исследования: трубопровода и перекачиваемого продукта (нефти). Их характеристики определены по данным [43, 44] с учетом требований нормативных документов [45-49] и представлены в таблицах 4-5, на рисунке 10.

Таблица 4 – Характеристика трубопровода

Наименование показателя	Значение показателя
Наружный диаметр, мм	
Протяженность, км	
Категория трубопровода	
Коэффициент условий работы трубопровода	
Коэффициент надежности по материалу k_1	
Коэффициент надежности по материалу k_2	
Коэффициент надежности по ответственности трубопровода	
Марка стали	
Предел прочности стали, МПа	
Предел текучести стали, МПа	
Модуль продольной упругости стали, МПа	
Коэффициент температурного расширения стали, $1/^\circ\text{C}$	
Температурный перепад, $^\circ\text{C}$	
Плотность стали, кг/м^3	
Коэффициент Пуассона	
Рабочее давление, МПа	
Пропускная способность, млн тонн/год	
Срок эксплуатации, лет	

					Анализ путей повышения эффективности сооружения и эксплуатации линейной части магистральных нефтепроводов в условиях распространения многолетнемерзлых грунтов			
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата				
Разраб.		Чехлов А.Н.			Объект и методы исследования	Лит.	Лист	Листов
Руковод.		Чухарева Н.В.					34	191
Консульт.						НИ ТПУ гр. 2БМ6А		
Рук-ль ООП		Бурков П.В.						

Таблица 5 – Характеристика нефти

Наименование показателя	Значение показателя
Плотность при 20 °С, кг/м ³	■
Коэффициент объемного расширения нефти	■
Удельная массовая теплоемкость нефти, Дж/(кг·°С)	■
Низшая теплотворная способность нефти, МДж/кг	■
Температура нефти на входе нефтеперекачивающей станции, °С	■
Температура потери текучести, °С	■
Минимальная допустимая температура, °С	■

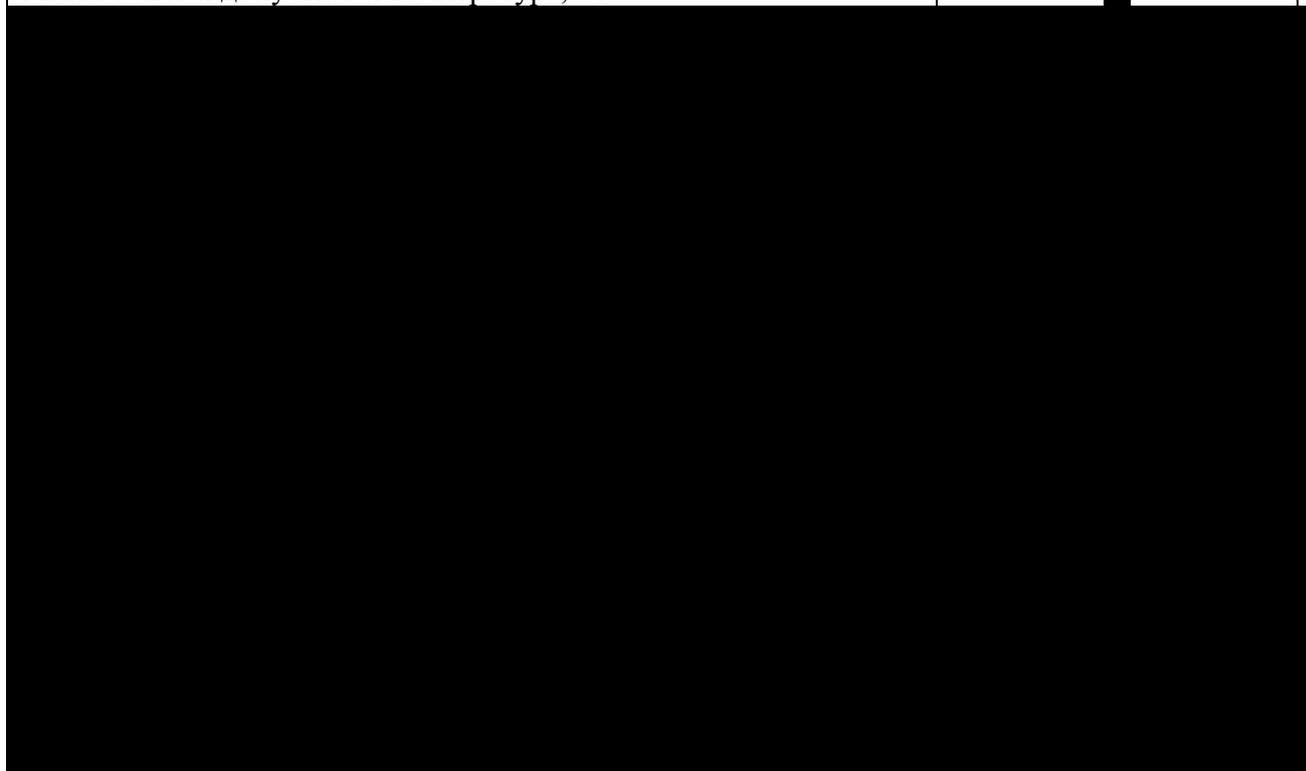


Рисунок 10 – Зависимость кинематической вязкости нефти от температуры

2.1.2 Характеристика трассы

Трасса исследуемого магистрального нефтепровода проходит по территории Ямальского района Ямало-Ненецкого автономного округа, относящейся к районам сплошного распространения многолетнемерзлых грунтов. Климатические характеристики региона определены с учетом рекомендаций нормативных документов [50, 51] и представлены в таблице 6, на рисунке 11.

Таблица 6 – Характеристика региона прокладки

Наименование показателя	Значение показателя
Средняя температура многолетнемерзлых грунтов, °С	минус ■
Средняя температура воздуха наиболее холодной пятидневки, °С	минус ■

Продолжение таблицы 6

Наименование показателя	Значение показателя
Среднегодовая температура воздуха, °С	минус ■
Средняя температура воздуха за период положительных температур, °С	■
Продолжительность периода положительных температур, ч	■
Нормативное значение ветрового давления, Н/м ²	■
Толщина слоя гололеда, мм	■
Нормативное значение веса снегового покрова, Н/м ²	■

Рисунок 11 – Среднесуточная температура воздуха в регионе прокладки

В выпускной квалификационной работе рассмотрена трасса магистрального нефтепровода, сложенная породами, характерными для районов сплошного распространения многолетнемерзлых грунтов. В качестве расчетной схемы было выбрано расположение мерзлоты сливающегося типа в виде однородной толщи большой мощности, слагаемой просадочными супесями и суглинками, характеристики которых представлены в таблице 7.

Таблица 7 – Характеристика просадочных многолетнемерзлых грунтов

Наименование показателя	Значение показателя для грунта				
	■	■	■	■	■
Суммарная влажность мерзлого грунта	■	■	■	■	■

Продолжение таблицы 7

Наименование показателя	Значение показателя для грунта				
	■	■	■	■	■
Коэффициент теплопроводности мерзлого грунта, Вт/(м·°С)	■	■	■	■	■
Коэффициент теплопроводности талого грунта, Вт/(м·°С)	■	■	■	■	■
Плотность мерзлого грунта, кг/м ³	■	■	■	■	■
Объемная теплоемкость мерзлого грунта, МДж/(м ³ ·°С)	■	■	■	■	■
Объемная теплоемкость талого грунта, МДж/(м ³ ·°С)	■	■	■	■	■
Затраты тепла при сезонном оттаивании грунта, МДж/м ³	■	■	■	■	■
Коэффициент оттаивания	■	■	■	■	■
Коэффициент сжимаемости, 1/МПа	■	■	■	■	■
Сопротивление грунта сдвигу, кПа	■	■	■	■	■
Сила пучения, кПа	■	■	■	■	■
Температура оттаивания, °С	минус ■	минус ■	минус ■	минус ■	минус ■
Категория грунта по трудности разработки	■	■	■	■	■

Трасса исследуемого нефтепровода проходит по многолетнемерзлым грунтам с различными свойствами. Просадочные породы чередуются с грунтом «Песок», который по своим свойствам относится к непросадочным, его характеристики представлены в таблице 8 строительство осуществляется без учета мерзлотных свойств.

Таблица 8 – Характеристика непросадочного грунта «Песок»

Наименование показателя	Значение показателя
Коэффициент теплопроводности талого грунта, Вт/(м·°С)	■
Плотность мерзлого грунта, кг/м ³	■
Коэффициент постели грунта, кгс/см ³	■
Категория грунта по трудности разработки	■

Чередование просадочных и непросадочных многолетнемерзлых грунтов в основании нефтепровода приводит к возникновению на их границе дополнительных напряжений изгиба в стенке трубы при осадке, что

обязательно должно быть учтено при проектировании. Распределение многолетнемерзлых грунтов по трассе нефтепровода представлено в приложении Б.

2.2 Метод и методики исследования

Выбор оптимального сочетания параметров инженерной защиты и технологического режима магистрального нефтепровода в условиях распространения многолетнемерзлых грунтов осуществляется по алгоритму, блок-схема которого представлена на рисунке 12. Основа этого алгоритма позаимствована из исследовательской работы [52] и дополнена с учетом особенностей эксплуатации нефтепроводов на многолетнемерзлых грунтах.

Для каждого технологического режима эксплуатации магистрального нефтепровода, характеризующегося определенной температурой на выходе нефтеперекачивающей станции, необходимо получить перечень оптимальных мер инженерной защиты от опасных геокриологических процессов и рассчитать их стоимость. Также требуется определить сумму затрат на эксплуатацию нефтепровода, которые зависят от температуры нефти, за весь предусмотренный период функционирования объекта.

Суть алгоритма состоит в определении варианта, характеризующегося минимальными суммарными материальными затратами на реализацию мероприятий инженерной защиты при строительстве и операционными затратами на перекачку нефти за весь период эксплуатации. При этом защитных мер должно быть достаточно, чтобы обеспечить соблюдение условия прочности трубопровода на всем протяжении трассы в пределах установленного периода эксплуатации.

					Объект и методы исследования	Лист
						38
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

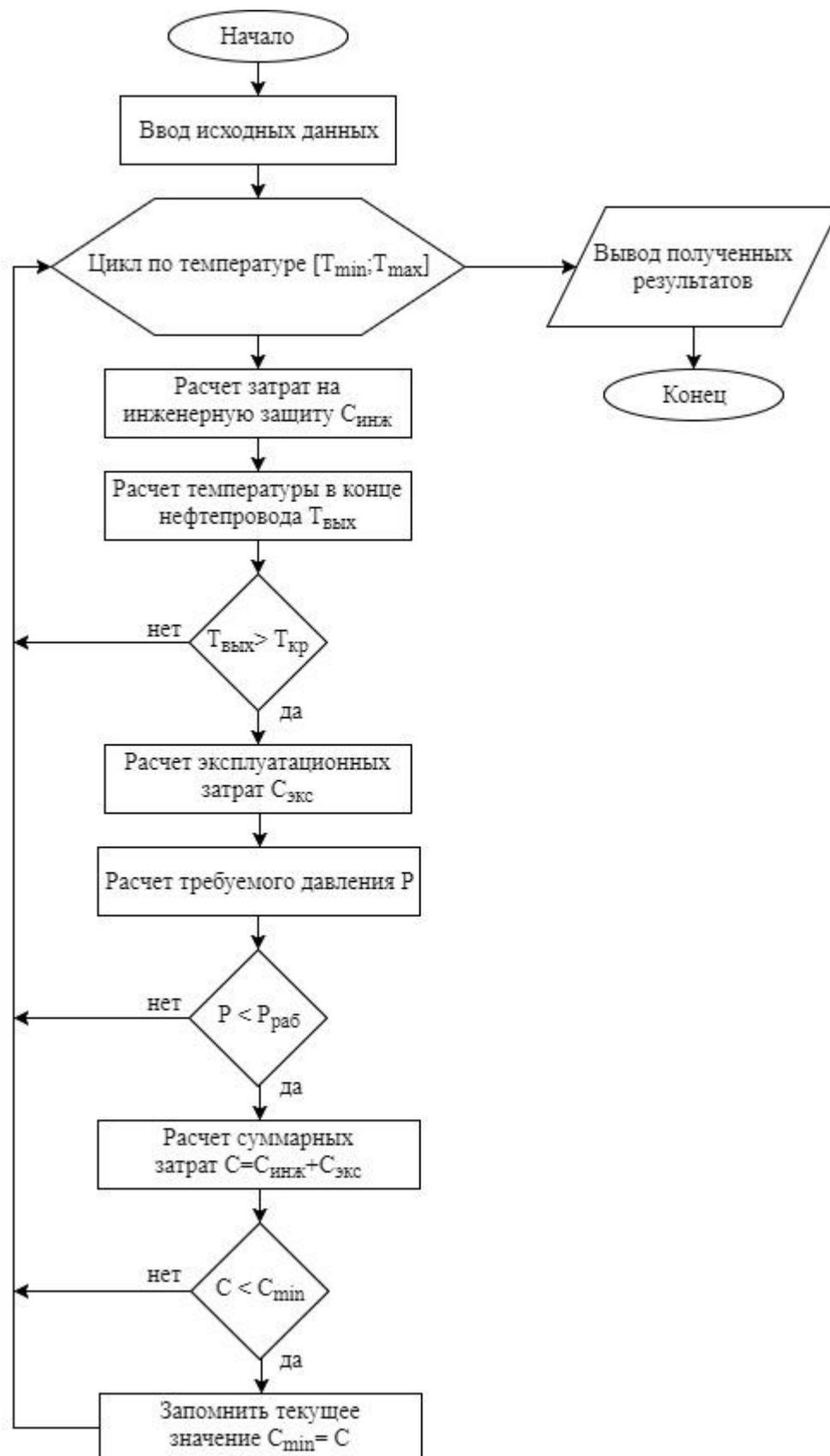


Рисунок 12 – Блок-схема алгоритма выбора оптимального сочетания параметров инженерной защиты и технологического режима магистрального нефтепровода

2.2.1 Методика расчета глубины деятельного слоя грунта

Появление деятельного слоя в многолетнемерзлых грунтах связано с сезонными колебаниями температуры воздуха. Максимальные значения глубины деятельного слоя наблюдаются в сентябре, перед тем, как начнется сезонное промерзание грунта.

Наибольшая сезонная глубина деятельного слоя многолетнемерзлого грунта определяется по методике, предложенной в СП 25.13330.2012 [53], по формуле 1.

$$h_{\partial} = \sqrt{\frac{2 \cdot \lambda_m \cdot (T_n - T_{om}) \cdot t_n}{q_1} + \left(\frac{Q}{2 \cdot q_1}\right)^2} - \frac{Q}{2 \cdot q_1}, \quad (1)$$

где h_{∂} – глубина деятельного слоя грунта, м;
 λ_m – коэффициент теплопроводности талого грунта, Вт/(м·°С);
 T_n – расчетная температура поверхности грунта в летний период, °С, определяемая по формуле 2;
 T_{om} – температура оттаивания грунта, °С;
 t_n – расчетный период положительных температур, с, определяемый по формуле 3;
 q_1 – коэффициент, Дж/м³, определяемый по формуле 4;
 Q – коэффициент, Дж/м², определяемый по формуле 5.

$$T_n = 1,4 \cdot T_g + 2,4, \quad (2)$$

где T_g – средняя температура воздуха за период положительных температур, °С.

$$t_n = 1,15 \cdot t_g + 0,1 \cdot t_1, \quad (3)$$

где t_g – продолжительность периода положительных температур, ч;
 t_1 – время, принимаемое равным 3600 ч.

$$q_1 = L_v + \left(\frac{t_n}{t_2} - 0,1\right) \cdot [C_m \cdot (T_n - T_{om}) - C_m \cdot (T_0 - T_{om})], \quad (4)$$

где L_v – затраты тепла при сезонном оттаивании грунта, Дж/м³;
 t_2 – время, принимаемое равным 7500 ч;
 C_m – объемная теплоемкость талого грунта, Дж/(м³·°С);
 C_m – объемная теплоемкость мерзлого грунта, Дж/(м³·°С);
 T_0 – средняя температура многолетнемерзлого грунта, °С.

					Объект и методы исследования	Лист
						40
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

$$Q = \left(0,25 - \frac{t_n}{t_1} \right) \cdot (T_0 - T_{om}) \cdot k_m \cdot \sqrt{\lambda_m \cdot C_m \cdot t_n}, \quad (5)$$

где k_m – поправочный коэффициент, определяемый по [53];
 λ_m – коэффициент теплопроводности мерзлого грунта, Вт/(м·°С).

2.2.2 Методика расчета толщины стенки нефтепровода

Согласно требованиям СП 36.13330.2012 [45] расчетную толщину стенки трубопровода следует определять по формуле 6.

$$\delta = \frac{n \cdot P_{раб} \cdot D_n}{2 \cdot (R_1 + n \cdot P_{раб})}, \quad (6)$$

где δ – расчетная толщина стенки, м;
 n – коэффициент надежности по нагрузке, определяемый по [50];
 $P_{раб}$ – рабочее давление, МПа;
 D_n – наружный диаметр нефтепровода, м;
 R_1 – расчетное сопротивление растяжению, МПа, определяемое по формуле 7.

$$R_1 = \frac{R_1^H \cdot m}{k_1 \cdot k_n}, \quad (7)$$

где R_1^H – предел прочности стали, МПа;
 m – коэффициент условий работы трубопровода;
 k_1 – коэффициент надежности по материалу;
 k_n – коэффициент надежности по ответственности трубопровода.

Номинальную толщину стенки трубы принимают, округляя расчетную величину в большую сторону до ближайшего значения, представленного в сортаменте [47].

Для предотвращения недопустимых пластических деформаций необходимо производить проверку по условиям 8-9.

$$|\sigma_{np}^H| \leq \psi_1 \cdot \frac{m}{0,9 \cdot k_n} \cdot R_2^H, \quad (8)$$

где σ_{np}^H – продольное напряжение, МПа, определяемое по формуле 10.
 ψ_1 – коэффициент, учитывающий двухосное напряженное состояние труб, для растягивающих напряжений принимается равным 1, для сжимающих напряжений – определяется по формуле 11;

					Объект и методы исследования	Лист
						41
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

R_2^H – предел текучести стали, МПа.

$$\sigma_{кц}^H \leq \frac{m}{0,9 \cdot k_H} \cdot R_2^H, \quad (9)$$

где $\sigma_{кц}^H$ – кольцевое напряжение, МПа, определяемое по формуле 12.

$$\sigma_{np}^H = \nu \cdot \sigma_{кц}^H \pm \alpha_t \cdot E \cdot \Delta t, \quad (10)$$

где ν – коэффициент Пуассона;

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

E – модуль продольной упругости стали, МПа;

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

$$\psi_1 = \sqrt{1 - 0,75 \left(\frac{\sigma_{кц}^H}{\frac{m}{0,9 \cdot k_H} \cdot R_2^H} \right)^2} - 0,5 \cdot \frac{\sigma_{кц}^H}{\frac{m}{0,9 \cdot k_H} \cdot R_2^H}. \quad (11)$$

$$\sigma_{кц}^H = \frac{P_{раб} \cdot D_{вн}}{2 \cdot \delta_H}, \quad (12)$$

где $D_{вн}$ – внутренний диаметр нефтепровода, м, определяемый по формуле 13;

δ_H – номинальная толщина стенки, м.

$$D_{вн} = D_H - 2 \cdot \delta_H. \quad (13)$$

Если условия 8-9 не выполняются, необходимо увеличить номинальную толщину стенки трубы до ближайшего большего по сортаменту значения и снова выполнить проверочный расчет.

2.2.3 Методики расчета параметров инженерной защиты

Согласно результатам анализа литературных источников, представленного в разделе 1, прокладка магистральных нефтепроводов в условиях распространения многолетнемерзлых грунтов осуществляется преимущественно надземным или подземным способом.

При подземной прокладке основным опасным фактором, негативно воздействующим на эксплуатируемый нефтепровод, является осадка грунтов основания при их растеплении. Типовыми техническими решениями, ограничивающими осадку на требуемом уровне, являются:

					Объект и методы исследования	Лист
						42
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

- применение тепловой изоляции труб;
- замена льдистого грунта в основании траншеи.

В работе рассмотрена кольцевая тепловая изоляция труб из заливочного пенополиуретана, характеристики которого представлены в таблице 9.

Таблица 9 – Характеристика тепловой изоляции

Наименование показателя	Значение показателя
Материал	Пенополиуретан
Толщина, мм	100
Коэффициент теплопроводности, Вт/(м·°С)	0,03

Надземная прокладка нефтепровода осложняется воздействием на свайное основание сил морозного пучения при промерзании и осадки при растеплении грунта. К типовым техническим решениям, обеспечивающим защиту свайного основания нефтепровода от перечисленных опасных геокриологических процессов, являются:

- применение сезонно-действующих охлаждающих устройств (термостабилизаторов);
- применение свай повышенной длины.

Оптимальные меры инженерной защиты нефтепровода определяются отдельно для каждого участка трассы. По методикам, представленным в нормативных документах СП 36.13330.2012 [45] и СП 25.13330.2012 [53], из перечня возможных решений выбираются допустимые меры инженерной защиты, которые обеспечивают безопасность эксплуатации нефтепровода. Для всех допустимых вариантов осуществляется расчет сметной стоимости реализации защитных мер и по принципу минимальных затрат выбирается оптимальное решение. Далее рассчитывается изменение температуры нефти на рассмотренном участке и по аналогичной схеме исследуется следующий участок.

2.2.3.1 Методика расчета глубины заложения оси нефтепровода

При сезонном оттаивании грунта на глубину, большую, чем глубина заложения оси трубопровода, появляется опасность не только осадки нефтепровода, но и потери им устойчивости в горизонтальной плоскости. Для

					Объект и методы исследования	Лист
						43
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

устранения воздействия сезонного оттаивания на подземный нефтепровод глубина заложения его оси определяется из условия 14.

$$n_k \cdot h_\partial \leq h_o, \quad (14)$$

где n_k – коэффициент надежности, принимаемый равным 1,1;

h_∂ – глубина деятельного слоя грунта, м;

h_o – глубина заложения оси нефтепровода, м.

Для того, чтобы избежать возникновения дополнительных напряжений от упругого изгиба трубопровода, необходимо принимать глубину заложения его оси одинаковой для всех участков.

2.2.3.2 Методика расчета глубины ореола оттаивания

Положения СП 25.13330.2012 [53] допускают использование для расчета глубины ореола оттаивания грунтов основания нефтепровода специализированных программ, осуществляющих решение дифференциального уравнения теплопроводности 15 численными методами.

$$C(x, y, z, T) \cdot \frac{\partial T}{\partial \tau} = \frac{\partial}{\partial x} \cdot \left(\lambda(x, y, z, T) \cdot \frac{\partial T}{\partial x} \right) + \frac{\partial}{\partial y} \cdot \left(\lambda(x, y, z, T) \cdot \frac{\partial T}{\partial y} \right) + \frac{\partial}{\partial z} \cdot \left(\lambda(x, y, z, T) \cdot \frac{\partial T}{\partial z} \right), \quad (15)$$

где C – объемная теплоемкость грунта, Дж/(м³·°С);

x, y, z – координаты точки в толще грунта, м;

$T(x, y, z, \tau)$ – трехмерное поле температур, изменяющееся с течением времени, °С;

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

τ – время, с.

В данной работе расчет глубины ореола оттаивания выполнялся в программном комплексе Frost 3D Universal [54], в котором решение уравнения теплопроводности осуществляется методом конечных разностей по схеме Дугласа-Рекфорда. Подробное описание математической модели и численного метода решения представлено в работах [55, 56].

3D визуализация модели, используемой для расчета глубины ореола оттаивания грунтов в основании нефтепровода представлена на рисунке 13.

					Объект и методы исследования	Лист
						44
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

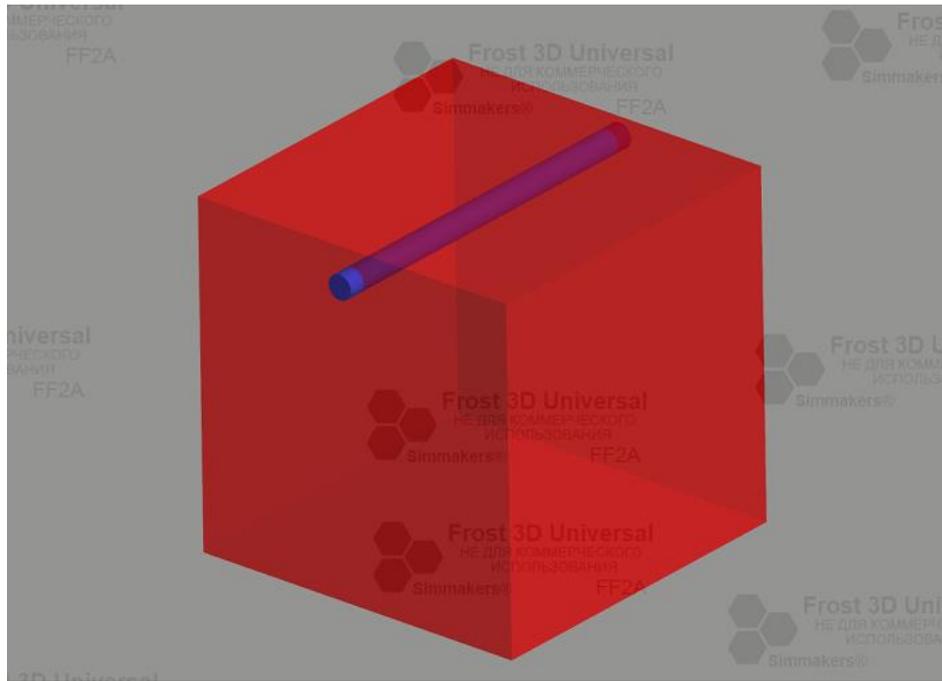


Рисунок 13 – 3D визуализация модели растепления грунта

Для решения дифференциального уравнения теплопроводности необходимо задать граничные условия 16-19.

а) На верхней грани – граничное условие третьего рода:

$$\left(\frac{\partial T(x, y, z, \tau)}{\partial n} \right) = -\frac{\alpha}{\lambda} \cdot (T(x, y, z, \tau) - t_{нов}(\tau)), \quad (16)$$

где n – нормаль к поверхности, м;

α – коэффициент теплоотдачи между воздухом и грунтом, Вт/(м²·°C);

$t_{нов}$ – температура на поверхности грунта, °C, определяемая по рисунку 11.

б) На боковых гранях – граничное условие второго рода:

$$q_n(x, y, z, \tau) = 0, \quad (17)$$

где q_n – плотность теплового потока, Вт/м².

в) На нижней грани – граничное условие первого рода:

$$T(x, y, z, \tau) = T_0, \quad (18)$$

где T_0 – средняя температура многолетнемерзлого грунта, °C.

г) На поверхности трубопровода – граничное условие третьего рода:

$$\left(\frac{\partial T(x, y, z, \tau)}{\partial n} \right) = -\frac{\alpha'}{\lambda} \cdot (T(x, y, z, \tau) - t), \quad (19)$$

					Объект и методы исследования	Лист
						45
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

где α' – коэффициент теплоотдачи между трубой и грунтом, Вт/(м²·°С);
 t – текущая температура нефти, °С.

Плотность расчетной сетки подбиралась эмпирическим путем из условия полноценного отображения элементов модели с наименьшими размерами (толщина тепловой изоляции). Расчет производился на весь установленный срок эксплуатации нефтепровода, было выполнено 360 итераций с шагом в 30 дней. В силу симметрии для увеличения скорости вычислительных операций была рассмотрена половина геометрической модели.

2.2.3.3 Методика расчета осадки нефтепровода

Осадка подземного нефтепровода в условиях вечной мерзлоты происходит из-за осадки многолетнемерзлого грунта при оттаивании, которая вызвана уменьшением объема льда, оттоком талой поровой воды и уплотнением грунта под весом вышележащего грунта и трубопровода. Величина осадки нефтепровода принимается равной осадке грунта в его основании и рассчитывается по формуле 20.

$$S = (A + \sigma \cdot a) \cdot H_{om}, \quad (20)$$

где S – осадка нефтепровода в многолетнемерзлом грунте, м;
 A – коэффициент оттаивания грунта;
 a – коэффициент сжимаемости грунта, 1/МПа;
 σ – давление от вышележащего грунта и трубопровода, МПа, определяемое по формуле 21;
 H_{om} – глубина ореола оттаивания грунта под нефтепроводом, м.

$$\sigma = \frac{2 \cdot q_n}{\pi \cdot D_n} + \rho_m \cdot g \cdot \frac{H_{om}}{2}, \quad (21)$$

где D_n – наружный диаметр нефтепровода, м;
 q_n – полная расчетная нагрузка на подземный нефтепровод, Н/м, определяемая по формуле 22;
 ρ_m – плотность мерзлого грунта, кг/м³;
 g – ускорение свободного падения, $g = 9,81$ м/с².

$$q_n = q_{mp} + q_{np} + q_{зр}, \quad (22)$$

где q_n – полная расчетная нагрузка на подземный нефтепровод, Н/м;
 q_{mp} – расчетная нагрузка от собственного веса трубопровода, Н/м,

					Объект и методы исследования	Лист
						46
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

определяемая по формуле 23;

q_{np} – расчетная нагрузка от веса транспортируемого продукта, Н/м, определяемая по формуле 24;

$q_{зр}$ – расчетная нагрузка от веса грунта засыпки, Н/м, определяемая по формуле 25.

$$q_{тр} = n_1 \cdot \rho_{ст} \cdot g \cdot \frac{\pi}{4} \cdot (D_n^2 - D_{вн}^2), \quad (23)$$

где n_1 – коэффициент надежности по нагрузке, определяемый по [50];

$\rho_{ст}$ – плотность стали, кг/м³;

D_n – наружный диаметр нефтепровода, м;

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

$$q_{np} = n_2 \cdot \rho_n \cdot g \cdot \frac{\pi \cdot D_{вн}^2}{4}, \quad (24)$$

где n_2 – коэффициент надежности по нагрузке, определяемый по [50];

ρ_n – плотность нефти, кг/м³.

$$q_{зр} = n_3 \cdot \rho_з \cdot g \cdot D_n \cdot \left(h_o - \frac{\pi \cdot D_n}{8} \right), \quad (25)$$

где n_3 – коэффициент надежности по нагрузке, определяемый по [50];

$\rho_з$ – плотность грунта засыпки, кг/м³.

2.2.3.4 Методика расчета предельной осадки нефтепровода

Значение осадки нефтепровода не должно превышать величину, при которой дополнительные продольные напряжения от изгиба, возникающие в стенке трубы, приводят к нарушению условия прочности 8. Тогда максимальное допустимое напряжение от изгиба определяется по формуле 26.

$$\sigma_{изг}^M = \psi_1 \cdot \frac{m}{0,9 \cdot k_n} \cdot R_2^H - \left| \sigma_{np}^H \right|, \quad (26)$$

где $\sigma_{изг}^M$ – максимальное допустимое напряжение от изгиба, МПа;

ψ_1 – коэффициент, учитывающий двухосное напряженное состояние труб;

m – коэффициент условий работы трубопровода;

k_n – коэффициент надежности по ответственности трубопровода;

R_2^H – предел текучести стали, МПа;

					Объект и методы исследования	Лист
						47
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

σ_{np}^H – продольное напряжение, МПа.

Трасса исследуемого магистрального нефтепровода представлена протяженными участками просадочных и непросадочных многолетнемерзлых грунтов. Согласно результатам, описанным в работе [57], из-за возможности неравномерной осадки нефтепровода при растеплении грунтов основания, необходимо обеспечить ограничение осадки на таком уровне, чтобы независимо от длины просадочного участка напряжения от изгиба не превышали предельно допустимые.

Необходимо определить длину участка трубы и соответствующую ей величину осадки, для которых при приложении соответствующей нагрузки будет соблюдаться условие 27. При меньшем значении осадки труба будет выдерживать все заданные нагрузки за счет собственной жесткости, поэтому полученная величина определяется, как предельная осадка.

$$\sigma_{изг} \leq \sigma_{изг}^M, \quad (27)$$

где $\sigma_{изг}$ – расчетное напряжение от изгиба, МПа.

Расчетной схемой задачи об изменении напряженно-деформированного состояния трубопровода является схема изгиба балки на упругом основании, представленная на рисунке 14.

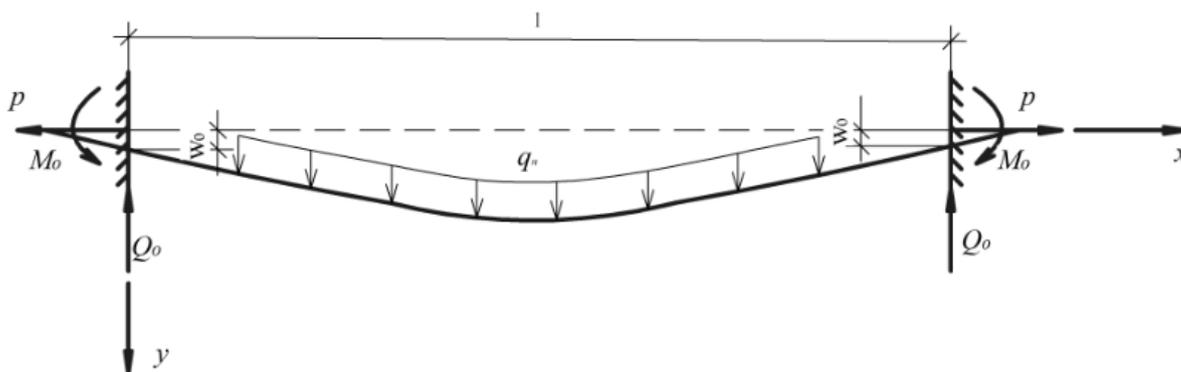


Рисунок 14 – Расчетная схема изгиба трубопровода при осадке

Так как в исследовании не рассматриваются поперечные силы, изгиб происходит в одной плоскости, следовательно, дифференциальное уравнение изгиба балки 28 принимает следующий вид:

					Объект и методы исследования	Лист
						48
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

$$E \cdot I \cdot \frac{d^2 y}{dx^2} = M_o + p \cdot (y - \omega_o) + \frac{q_n \cdot x^2}{2} - \frac{q_n \cdot x \cdot l}{2}, \quad (28)$$

где I – осевой момент инерции, м^4 , определяемый по формуле 29;
 E – модуль продольной упругости стали, МПа;
 M_o – изгибающий момент на границе грунтов, Н·м;
 p – продольное усилие на границе грунтов, Н;
 ω_o – прогиб трубопровода на границе грунтов, м, определяемый по формуле 30;
 l – длина участка просадочных грунтов, м.

$$I = \frac{\pi}{64} \cdot (D_n^4 - D_{вн}^4). \quad (29)$$

$$\omega_o = \frac{2 \cdot \sqrt[4]{k_o \cdot D_n}}{\sqrt[4]{4 \cdot E \cdot I}} \cdot \left(\frac{q_n \cdot l}{2} + M_o \cdot \sqrt[4]{\frac{k_o \cdot D_n}{4 \cdot E \cdot I}} \right), \quad (30)$$

где k_o – коэффициент постели непросадочного грунта, Н/м^3 .

Для решения дифференциального уравнения изгиба балки необходимо задать граничные условия 31-32.

а) На первой границе грунтов ($x = 0$):

$$y = \omega_o. \quad (31)$$

б) На второй границе грунтов ($x = l$):

$$y = \omega_o. \quad (32)$$

Расчет предельной осадки осуществлялся с помощью программного комплекса ANSYS R 13.0, в котором решение дифференциального уравнения изгиба 28 производится методом конечных элементов. 3D визуализация модели, используемой для расчета изменения напряженно-деформированного состояния трубопровода при осадке представлена на рисунке 15.

Плотность расчетной сетки подбиралась эмпирическим путем из условия отличия результатов при уменьшении размера ячейки не более 1%. В модели были учтены граничные условия и нагрузка от собственного веса трубопровода, веса грунта засыпки и гидростатического давления нефти.

					Объект и методы исследования	Лист
						49
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

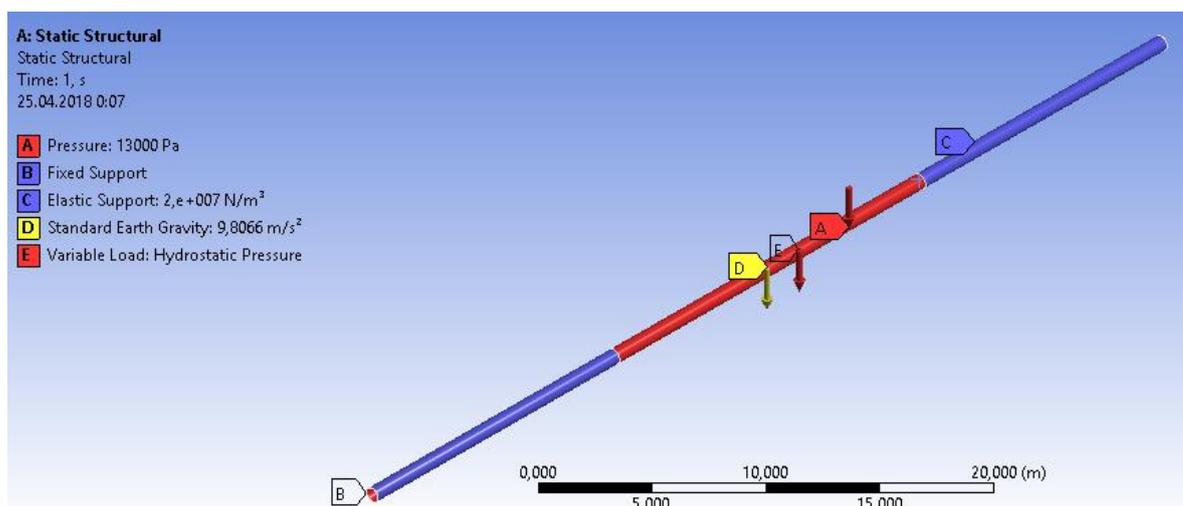


Рисунок 15 – 3D визуализация модели изменения напряженно-деформированного состояния трубопровода

Расчет производился итерационным путем с шагом по длине 0,5 м. Вычислялось продольное напряжение в стенке трубы, вызванное изгибом, и сравнивалось с максимальным допустимым. В последнем варианте, для которого выполнялось условие 27, рассчитывалась осадка, величина которой и принималась в качестве предельной.

2.2.3.5 Методика расчета объема замены льдистого грунта

Замена льдистого грунта в основании траншеи осуществляется только в случае несоблюдения условия 33 при применении тепловой изоляции труб. Глубина замены грунта определяется по формуле 34 и не должна превышать ширину основания траншеи, определяемой для трубопроводов диаметром более 700 мм по формуле 35.

$$S \leq S_{пред}, \quad (33)$$

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

$$h_3 = n_4 \cdot \frac{S - S_{пред}}{A + a \cdot \sigma}, \quad (34)$$

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

h_3 – глубина замены грунта.

$$S_{mp} = 1,5 \cdot D, \quad (35)$$

где S_{mp} – ширина низа траншеи, м;

D – условный диаметр нефтепровода, м.

					Объект и методы исследования	Лист
						50
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

2.2.3.6 Методика расчета длины пролета надземного нефтепровода

Максимально допустимая длина пролета надземного участка нефтепровода с компенсацией продольных деформаций определяется по формуле 36.

$$l_{np} = \sqrt{\frac{24 \cdot I \cdot (R_2 - \sigma_p)}{D_n \cdot q_n}}, \quad (36)$$

где l_{np} – максимальная допустимая длина пролета, м;
 R_2 – расчетное сопротивление трубной стали, МПа, определяемое по формуле 37;
 σ_p – напряжение от внутреннего давления, МПа, определяемое по формуле 38;
 q_n – полная расчетная нагрузка на надземный нефтепровод, Н/м, определяемая по формуле 39.

$$R_2 = \frac{R_2^H \cdot m}{k_2 \cdot k_n}, \quad (37)$$

где R_2^H – предел текучести стали, МПа;
 k_2 – коэффициент надежности по материалу;
 m – коэффициент условий работы трубопровода;
 k_n – коэффициент надежности по ответственности трубопровода.

$$\sigma_p = \nu \cdot \frac{n_p \cdot P_{раб} \cdot D_{вн}}{2 \cdot \delta_n}, \quad (38)$$

где ν – коэффициент Пуассона;
 n_p – коэффициент надежности по нагрузке от внутреннего давления;
 $P_{раб}$ – рабочее давление, МПа;
 δ_n – толщина стенки трубы, м.

$$q_n = q_{тр} + q_{пр} + 0,9 \cdot (q_{вет} + q_{сн} + q_{лед}), \quad (39)$$

где q_n – 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 40;
 $q_{сн}$ – расчетная снеговая нагрузка, Н/м, определяемая по формуле 41;
 $q_{лед}$ – расчетная нагрузка от обледенения, Н/м, определяемая по формуле 42.

$$q_{вет} = n_5 \cdot W_0 \cdot D_n, \quad (40)$$

					Объект и методы исследования	Лист
						51
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

где n_5 – коэффициент надежности по нагрузке, определяемый по [50];
 W_0 – нормативное значение ветрового давления, Н/м².

$$q_{сн} = n_6 \cdot C^c \cdot D_n \cdot P_{сн}, \quad (41)$$

где n_6 – коэффициент надежности по нагрузке, определяемый по [50];
 C^c – коэффициент перехода, определяемый по [50];
 $P_{сн}$ – нормативное значение веса снегового покрова, Н/м².

$$q_{лед} = 17 \cdot b \cdot D_n, \quad (42)$$

где b – толщина слоя гололеда, мм.

Согласно данным [15], проектная длина пролета надземного нефтепровода принимается из условия соблюдения соотношения 36 в случае падения одной из опор, то есть расчетная длина пролета должна быть сокращена в 2 раза.

2.2.3.7 Методика расчета длины свай основания надземного нефтепровода

Так как применение сезонно-действующих охлаждающих устройств обеспечивает защиту свайного основания от осадки при растеплении грунта, расчет длины свай следует производить из условия устойчивости к силам морозного пучения по формуле 43. Для сохранения проектного положения надземного нефтепровода необходимо обеспечить площадь смерзания свай с грунтом на величину, при которой силы, удерживающие сваю окажутся больше сил морозного пучения.

$$l_{св} = n_7 \cdot \left[\frac{\tau_n \cdot h_д \cdot \pi \cdot D_{св} - F'}{\frac{\gamma_c}{\gamma_n} \cdot R_{сдв} \cdot \pi \cdot D_{св}} + h_д + 0,5 \right], \quad (43)$$

где $l_{св}$ – длина свай, м;
 n_7 – коэффициент надежности, принимаемый равным 1,2;
 τ_n – сила морозного пучения, кПа;
 $h_д$ – глубина сезонного оттаивания грунта, м;
 γ_c – коэффициент условий работы основания, определяемый по [53];
 γ_n – коэффициент надежности по ответственности сооружения, определяемый по [50];

					Объект и методы исследования	Лист
						52
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

F' – расчетная нагрузка на основание по невыгодному сочетанию нагрузок, кН, определяемая по формуле 44;

$D_{св}$ – диаметр свай, м;

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

$$F' = \frac{l_{np} \cdot (q_{mp} - 0,9 \cdot q_{вет})}{2000}. \quad (44)$$

Для унификации следует принять длину свай основания надземного трубопровода одинаковой на всем протяжении трассы нефтепровода по максимальному из полученных для рассмотренных грунтов значению.

2.2.4 Методики расчета параметров технологического режима

Под технологическим режимом магистрального нефтепровода в контексте данной работы подразумевается тепловой режим, который определяется температурой нагрева нефти на выходе нефтеперекачивающей станции и влияет на ряд технологических параметров.

Значения технологических параметров рассчитываются по методикам, отвечающим требованиям нормативного документа ОР 03.220.99-КТН-009-07 [46], отдельно для участков нефтепровода. Потери напора на трение на каждом участке суммируются и определяется напор, который необходимо создать насосами нефтеперекачивающей станции. От величины напора зависит давление в нефтепроводе и затраты на перекачку нефти.

Суммарные эксплуатационные затраты (зависящие от температуры нефти) складываются из стоимости электроэнергии, затрачиваемой на перекачку и стоимости топлива для подогрева нефти на нефтеперекачивающей станции.

2.2.4.1 Методика расчета изменения температуры нефти

При движении по трубопроводу подогретая нефть постепенно остывает, отдавая тепловую энергию в окружающую среду. Интенсивность этого процесса описывается формулой В.Г. Шухова. Используя формулу 45, можно рассчитать температуру нефти в любой точке трубопровода.

					Объект и методы исследования	Лист
						53
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

$$t(t_H) = t_0 + (t_H - t_0) \cdot e^{\frac{-k \cdot \pi \cdot D_{\text{вн}} \cdot x}{G \cdot C_p}}, \quad (45)$$

где t – текущая температура нефти, °С;
 t_0 – температура окружающей среды (грунта/воздуха), °С;
 t_H – температура нефти на входе в участок, °С;
 k – коэффициент теплопередачи, Вт/(м²·°С), определяемый по формуле 46;
 $D_{\text{вн}}$ – внутренний диаметр трубопровода, м;
 x – расстояние от начала участка, м;
 G – массовый расход нефти, кг/с;
 C_p – удельная массовая теплоемкость нефти, Дж/(кг·°С).

$$k = \frac{1}{\frac{1}{\alpha_1} + \sum_{i=1}^n \frac{\delta_i}{\lambda_i} + \frac{1}{\alpha_2}}, \quad (46)$$

где α_1 – коэффициент теплоотдачи от нефти к стенке, Вт/(м²·°С), согласно данным исследования [58] его значением можно пренебречь;
 n – количество слоев стенки;
 δ_i – толщина i -го слоя стенки, м;
 λ_i – коэффициент теплопроводности материала i -го слоя стенки, Вт/(м·°С);
 α_2 – коэффициент теплоотдачи от стенки к окружающей среде, Вт/(м²·°С).

Коэффициент теплопередачи от стенки к грунту определяется по формуле Власова-Форхгеймера 47, от стенки к воздуху – по формуле 48.

$$\alpha_2 = \frac{2 \cdot \lambda_{\text{зр}}}{D_H \cdot \ln \left[\frac{2 \cdot h_o}{D_H} + \sqrt{\left(\frac{2 \cdot h_o}{D_H} \right)^2 - 1} \right]}, \quad (47)$$

где $\lambda_{\text{зр}}$ – коэффициент теплопроводности грунта, Вт/(м·°С);
 D_H – наружный диаметр трубопровода, м;
 h_o – глубина заложения оси трубопровода, м.

$$\alpha_2 = 2,2 \cdot \sqrt[4]{|t_0 - t|}. \quad (48)$$

Расчет изменения температуры нефти по длине трубопровода должен осуществляться отдельно для каждого из участков трассы с учетом изменения величины коэффициента теплопередачи в различных грунтах и при применении

					Объект и методы исследования	Лист
						54
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

тепловой изоляции. Рассчитав таким образом температуру нефти в конце трубопровода, необходимо проверить, соблюдается ли условие 49.

$$T_{кр} < T_{вых}, \quad (49)$$

где $T_{кр}$ – минимальная допустимая температура нефти, °С;

$T_{вых}$ – температура нефти в конце трубопровода, м.

Если условие о технологическом ограничении по температуре не выполняется, то рассмотренный технологический режим является недопустимым, его реализация при эксплуатации нефтепровода невозможна.

2.2.4.2 Методика расчета изменения вязкости нефти

Связь между кинематической вязкостью и температурой нефти описывается формулой Рейнольдса-Филонова 50.

$$\nu(t_n) = \nu_1 \cdot e^{-U \cdot (t(t_n) - t_1)}, \quad (50)$$

где ν – кинематическая вязкость при температуре t , м²/с;

ν_1 – кинематическая вязкость при температуре t_1 , м²/с;

U – коэффициент крутизны вискограммы, 1/°С.

Для нахождения коэффициенты крутизны вискограммы необходимо знать вязкость данного продукта хотя бы при двух температурах. Значения вязкости определяются экспериментальным путем и приведены на графике, представленном на рисунке 10.

2.2.4.3 Методика расчета изменения плотности нефти

Зависимость плотности нефти от температуры описывается формулой 51.

$$\rho(t_n) = \rho_{20} \cdot (1 + \xi \cdot (20 - t(t_n))), \quad (51)$$

где ρ – плотность нефти при температуре t , кг/м³;

ρ_{20} – плотность нефти при температуре 20 °С, кг/м³;

ξ – коэффициент объемного расширения нефти, 1/°С.

2.2.4.4 Методика расчета потерь напора на трение

Принимая, что массовый расход нефти является постоянной величиной, скорость движения потока определяется по формуле 52.

$$w(t_n) = \frac{G}{\rho(t_n) \cdot S}, \quad (52)$$

						Объект и методы исследования	Лист
							55
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата			

где w – скорость движения потока, м/с;

G – массовый расход нефти, кг/с;

S – площадь поперечного сечения трубопровода, м².

Потери напора на преодоление сил трения по длине трубопровода круглого сечения при любом режиме течения определяется по формуле Дарси-Вейсбаха 53.

$$h(t_H) = \lambda(t_H) \cdot \frac{l}{D_{вн}} \cdot \frac{w(t_H)^2}{2 \cdot g}, \quad (53)$$

где λ – коэффициент гидравлического сопротивления;

l – длина участка нефтепровода, м;

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

Коэффициент гидравлического сопротивления λ зависит от числа Рейнольдса (формула 54) и определяется для различных режимов течения по формулам (55-58).

$$Re(t_H) = \frac{w(t_H) \cdot D_{вн}}{\nu(t_H)}, \quad (54)$$

где Re – число Рейнольдса.

Для ламинарного режима течения (при $Re < 2320$) коэффициент гидравлического сопротивления определяется по формуле 54.

$$\lambda(t_H) = \frac{64}{Re(t_H)}. \quad (55)$$

При турбулентном режиме течения различают три зоны сопротивления. Для зоны гидравлически гладких труб (при $2320 < Re < 10/\varepsilon$, где ε – относительная шероховатость) коэффициент гидравлического сопротивления определяется по формуле Блазиуса 55.

$$\lambda(t_H) = \frac{0,3164}{\sqrt[4]{Re(t_H)}}. \quad (56)$$

Для зоны смешенного трения (при $10/\varepsilon < Re < 500/\varepsilon$) коэффициент гидравлического сопротивления определяется по формуле Альтшуля 56.

					Объект и методы исследования	Лист
						56
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

$$\lambda(t_H) = 0,11 \cdot \left(\frac{68}{\text{Re}(t_H)} + \varepsilon \right)^{0,25}. \quad (57)$$

Для зоны шероховатых труб (при $500/\varepsilon < \text{Re}$) коэффициент гидравлического сопротивления определяется по формуле Шифринсона 57.

$$\lambda(t_H) = 0,11 \cdot \sqrt[4]{\varepsilon}. \quad (58)$$

2.2.4.5 Методика расчета потребляемой мощности электродвигателей насосов

Мощность электродвигателей насосов, необходимая для создания напора, достаточного для преодоления гидравлического сопротивления трубопровода, определяется по формуле 59.

$$P_э(t_H) = k_3 \cdot \frac{g \cdot G \cdot H(t_H)}{\eta_{нас} \cdot \eta_n}, \quad (59)$$

где $P_э$ – мощность электродвигателей, Вт;

k_3 – коэффициент запаса;

G – массовый расход нефти, кг/с;

H – полный напор, м, определяемый по формуле 60;

$\eta_{нас}$ – КПД насоса;

η_n – КПД передачи.

$$H(t_H) = \sum_{i=1}^N h_i(t_H), \quad (60)$$

где i – номер участка трубопровода;

N – количество участков трубопровода.

Рассчитав полный напор, который требуется создать для перекачки нефти по трубопроводу, необходимо проверить, соблюдается ли условие 61.

$$H(t_H) \cdot \rho(t_H) \cdot g < P_{раб}, \quad (61)$$

где $P_{раб}$ – рабочее давление, МПа.

2.2.4.6 Методика расчета расхода топлива на подогрев нефти

Удельный расход топлива на подогрев нефти определяется по формуле 62.

$$Q(t_H) = \frac{C_p \cdot (t_H - t_{вх}(t_H))}{U_H \cdot \eta}, \quad (62)$$

где Q – удельный расход топлива, кг топлива/кг нефти;

$t_{вх}$ – температура нефти на входе в установки подогрева, °С;

U_H – низшая теплотворная способность нефти, Дж/кг;

η – КПД установки.

					Объект и методы исследования	Лист
						58
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

4 ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ

4.1 Анализ перспективности проекта

Актуальность исследований по теме «Анализ путей повышения эффективности сооружения и эксплуатации линейной части магистральных нефтепроводов в условиях распространения многолетнемерзлых грунтов» обусловлена интенсивным освоением нефтегазовых месторождений Восточной Сибири и Крайнего Севера, требующим развития систем трубопроводного транспорта в районах, где наличие многолетнемерзлых грунтов является распространенным явлением. Большая, по сравнению с традиционными районами добычи, себестоимость получения товарной нефти требует активного поиска решений по оптимизации технологических процессов и снижению затрат на капитальное строительство для обеспечения конкурентоспособной стоимости готовой продукции.

Однако перспективность проекта обусловлена не только актуальностью рассматриваемой проблемы, но и степенью проработанности всех вопросов, касающихся планирования и проведения исследования, а также внедрения его результатов в производство.

4.1.1 Планирование научно-исследовательских работ

Важным этапом реализации научного проекта является составление плана-графика выполнения исследовательских работ с указанием точных сроков и ответственных исполнителей.

График исследовательских работ, проведение которых предусматривалось в рамках написания выпускной квалификационной работы, был составлен в сентябре 2016 года и представлен в индивидуальном плане работы магистранта. Контроль за его соблюдением осуществлялся научным руководителем, а также преподавателями выпускающей кафедры в рамках предмета

					Анализ путей повышения эффективности сооружения и эксплуатации линейной части магистральных нефтепроводов в условиях распространения многолетнемерзлых грунтов			
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата				
Разраб.		Чехлов А.Н.			Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Лит.	Лист	Листов
Руковод.		Чухарева Н.В.					75	191
Консульт.		Макашева Ю.С.				НИ ТПУ гр. 2БМ6А		
Рук-ль ООП		Бурков П.В.						

«Научно-исследовательская работа в семестре». План производства работ по реализации научно-исследовательского проекта представлен в таблице 10.

Таблица 10 – Календарный план проекта

Код работы	Название	Длительность, дни	Дата начала работ	Дата окончания работ	Состав участников
1	Утверждение цели и задач исследования, постановка исходных данных	6	19.09.16	24.09.16	Чухарева Н.В., Чехлов А.Н.
2	Обзор литературы на тему инженерной защиты трубопроводов в условиях распространения многолетнемерзлых грунтов	24	26.09.16	22.10.16	Чехлов А.Н.
3	Обзор литературы на тему влияния температуры продукта (нефти и газа) на процессы его перекачки по трубопроводам	24	24.10.16	19.11.16	Чехлов А.Н.
4	Разработка алгоритма выбора технических решений по защите подземного трубопровода в многолетнемерзлых грунтах	24	21.11.16	24.12.16	Чехлов А.Н.
5	Разработка алгоритма выбора технических решений по защите надземного трубопровода на многолетнемерзлых грунтах	24	6.02.17	5.03.17	Чехлов А.Н.
6	Подготовка материалов на симпозиум имени академика М.А. Усова	29	6.03.17	7.04.17	Чухарева Н.В., Чехлов А.Н.
7	Разработка алгоритма выбора параметров технологических режимов трубопроводов	19	8.04.17	29.04.17	Чехлов А.Н.
8	Подготовка материалов на конкурс научно-исследовательских работ «Шаг в науку»	36	1.05.17	10.06.17	Чухарева Н.В., Чехлов А.Н.
9	Исследование методов расчета сметной стоимости строительства	24	28.08.17	23.09.17	Чехлов А.Н.
10	Подготовка материалов на конференцию «АО «Транснефть – Центральная Сибирь»	34	25.09.17	9.11.17	Чухарева Н.В., Чехлов А.Н.
11	Реализация полученных алгоритмов в виде единой программы в MS Excel	37	10.11.17	23.12.17	Чехлов А.Н.

Продолжение таблицы 10

Код работы	Название	Длительность, дни	Дата начала работ	Дата окончания работ	Состав участников
12	Расчет исследуемого трубопровода в полученной программе	18	12.03.18	31.03.18	Чухарева Н.В., Чехлов А.Н.
13	Оформление результатов исследования в виде магистерской диссертации	36	2.04.18	19.05.18	Чухарева Н.В., Макашева Ю.С., Коротченко Т.В., Немцова О.А., Чехлов А.Н.
ИТОГО		335			

Дни, на которые индивидуальным планом не были предусмотрены работы в рамках подготовки магистерской диссертации, приходится на время каникул, экзаменационных сессий или научно-исследовательских практик.

4.1.2 SWOT-анализ

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

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

Результаты SWOT-анализа исследования, проведенного в рамках данной выпускной квалификационной работы, представлены в таблице 11.

Таблица 11 – Матрица SWOT

	<p>Сильные стороны проекта: С1. Применяемые методики соответствуют требованиям действующих нормативных документов С2. Расчеты не требуют больших вычислительных мощностей С3. Алгоритмы нацелены на повышение экономической эффективности объекта исследования С4. Обеспечивается экологичность объекта исследования С5. Обеспечивается эксплуатационная надежность объекта исследования С6 Гибкость используемых алгоритмов</p>	<p>Слабые стороны проекта: Сл1. Исследованы только типовые технические решения Сл2. Возможны дополнительные технологические ограничения Сл3. Результаты исследования не могут быть напрямую перенесены на объекты с отличающимися свойствами Сл.4 Возможное несовершенство используемых методик</p>
<p>Возможности: В1. Рост инвестиций в строительство объектов трубопроводного транспорта в районах Крайнего Севера В2. Снижение цен на нефть В3. Рост расценок на материалы и производство работ по прокладке трубопроводов</p>	<p>1. В случае реализации новых проектов по строительству трубопроводов в районах Крайнего Севера необходимо активно продвигать свой продукт, предлагать его заинтересованным компаниям, указывая на его преимущества 2. Нацеленность проекта на повышение экономической эффективности может позволить компаниям снизить издержки на транспортировку нефти, что является очень важным при неблагоприятной ценовой конъюнктуре</p>	<p>1. Реализация новых проектов может потребовать рассмотрения условий, отличных от исследованных. Однако, благодаря гибкости предложенных алгоритмов, слабые стороны проекта могут быть легко преодолены за счет внесения в них изменений, требуемых заказчиками</p>
<p>Угрозы: У1. Отказ компаний от реализации проектов в районах Крайнего Севера У2. Изменение нормативно-правовой базы У3. Изменение климатических условий, в которых находится исследуемый трубопровод У4. Появление новых технических и технологических решений</p>	<p>1. Благодаря предложенным решениям по повышению экономической эффективности транспортировки нефти в районах Крайнего Севера возможен пересмотр стратегий об освоении новых районов добычи 2. Алгоритмы предусматривают учет изменения климатических условий районов прокладки трубопровода 3. Гибкость алгоритмов позволяет внесение требуемых изменений в соответствии с меняющимися условиями</p>	<p>1. Необходим постоянный поиск более совершенных методик, технических и технологических решений 2. В случае продолжения работ над проектом необходимо рассмотреть большее количество вариантов, характеризующихся различными свойствами объекта исследования</p>

Результаты анализа указывают на то, что проект является перспективным, в нем учтены современные тенденции, существующие в отрасли строительства магистральных трубопроводов, и предусмотрены

возможности внесения необходимых изменений в соответствии с рекомендациями конкретных заказчиков.

4.2 Оценка экономической эффективности реализации проекта

В алгоритме, предложенном в качестве основы выпускной квалификационной работы, присутствуют два направления, позволяющих повысить экономическую эффективность сооружения и эксплуатации линейной части магистрального нефтепровода в условиях распространения многолетнемерзлых грунтов:

- дифференцированный подход к выбору мер инженерной защиты в зависимости от свойств конкретных грунтов трассы;
- перекачка нефти при пониженных температурах.

Для того, чтобы определить, могут ли эти решения по-отдельности и в сочетании друг с другом обеспечить повышение эффективности строительства и эксплуатации магистрального нефтепровода, необходимо произвести расчет суммарных затрат по предложенному алгоритму и вычислить интегральный финансовый показатель для каждого из рассмотренных вариантов.

4.2.1 Расчет сметной стоимости реализации мер инженерной защиты

Для выбора оптимальных технических решений по защите участка линейной части магистрального нефтепровода от опасных геокриологических процессов необходимо составить локальную смету на реализацию каждого из допустимых вариантов мер инженерной защиты. Смета составляется базисно-индексным методом с использованием территориальных сметных нормативов Ямало-Ненецкого автономного округа.

4.2.1.1 Методика расчета

Согласно рекомендациям, представленным в учебном пособии [59], сметная стоимость строительно-монтажных работ определяется по формуле 63.

$$C = ПЗ + НР + ПС, \quad (63)$$

где C – сметная стоимость строительно-монтажных работ, руб.;

$ПЗ$ – прямые затраты, руб.;

$НР$ – накладные расходы, руб.;

					Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Лист
						79
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

$ПС$ – сметная прибыль, руб.

Большую часть издержек формируют прямые затраты, которые определяются с помощью ведомостей объемов работ, сметных нормативов и расценок на материалы и ресурсы. Расчет прямых затрат осуществляется по формуле 64.

$$ПЗ = З_c + Э_m + M, \quad (64)$$

где $З_c$ – оплата труда рабочих, руб.;

$Э_m$ – затраты на эксплуатацию машин и механизмов, руб.;

M – стоимость конструкций, деталей, материалов, руб.

Затраты на эксплуатацию машин включают в себя издержки, связанные с доставкой машины на площадку строительно-монтажных работ, ее перемещением между объектами, амортизационными отчислениями, заработной платой машинистов, горюче-смазочными материалами и т.д.

Сметная стоимость материалов включает в себя оплату поставщикам отпускной стоимости материалов, а также расходы по доставке, включающие наценки снабжающих организаций, затраты на тару и т.д.

Накладные расходы при строительно-монтажных работах необходимы для создания условий по организации, управлению и обслуживанию строительного производства. Их расчет производится по формуле 65.

$$НР = \frac{\sum_{i=1}^n (З_{ci} + З_{mi}) \cdot Н_{pi}}{100}, \quad (65)$$

где $З_c$ – оплата труда рабочих-строителей, руб.;

$З_m$ – оплата труда рабочих, обслуживающих машины, руб.;

$Н_p$ – норма накладных расходов, руб.

Сметная прибыль – это средства, необходимые для покрытия расходов подрядных организаций на развитие производства и материальное стимулирование сотрудников. Расчет сметной прибыли осуществляется по формуле 66.

$$ПС = \frac{\sum_{i=1}^n (З_{ci} + З_{mi}) \cdot H_{nci}}{100}, \quad (66)$$

где H_{nc} – норма сметной прибыли, руб.

Базисно-индексный метод определения сметной стоимости строительно-монтажных работ основан на применении текущих индексов по отношению к стоимости, определенной в базисном уровне цен. Пересчет сметной стоимости строительства из базисного уровня в текущие цены производится с использованием индексов к статьям прямых затрат (оплате труда рабочих, затратам на эксплуатацию машин, материалы) по формулам 67-70.

$$З_c = З_c^{ed} \cdot I_3 \cdot V, \quad (67)$$

где $З_c^{ed}$ – единичные расценки на оплату труда рабочих-строителей, руб./ед.;

I_3 – индекс к оплате труда;

V – объем работ, ед.

$$\mathcal{E}_m = \mathcal{E}_m^{ed} \cdot I_9 \cdot V, \quad (68)$$

где \mathcal{E}_m^{ed} – единичные расценки на эксплуатацию машин, руб./ед.;

I_9 – индекс к стоимости эксплуатации машин.

$$З_m = З_m^{ed} \cdot I_3 \cdot V, \quad (69)$$

где $З_m^{ed}$ – единичные расценки на оплату труда рабочих, эксплуатирующих машины и механизмы, руб./ед.

$$M = M^{ed} \cdot I_m \cdot V, \quad (70)$$

где M^{ed} – единичные расценки на материалы, руб./ед.;

I_m – индекс к стоимости материалов.

При расчете сметной стоимости строительно-монтажных работ по реализации мер инженерной защиты магистрального нефтепровода необходимо определить объем работ и материалов, требуемый для защиты подземного и надземного трубопровода.

а) Подземный трубопровод

Объем работ по рытью траншеи экскаватором определяется по формулам 71-72.

					Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Лист
						81
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

$$l_{mp} = \frac{l}{1000}, \quad (71)$$

где l_{mp} – длина траншеи, км;
 l – длина участка трубопровода, м.

$$h_{mp} = h_o + 0,5 \cdot D_n + 0,2 + h_3, \quad (72)$$

где h_{mp} – глубина траншеи, м;
 h_o – глубина заложения оси трубопровода, м;
 D_n – наружный диаметр трубопровода, м;
 h_3 – глубина замены грунта.

Объем работ по подсыпке грунта экскаватором определяется по формуле 73.

$$V_{зр} = \frac{l \cdot (0,2 + h_3) \cdot S_{mp}}{1000}, \quad (73)$$

где $V_{зр}$ – объем работ по подсыпке грунта, тыс. м³;
 S_{mp} – ширина траншеи, м.

Объем работ по укладке трубопровода в траншею определяется по формуле 74.

$$l_{укл} = \frac{l}{100}, \quad (74)$$

где $l_{укл}$ – объем работ по укладке трубопровода, сот. м.

Объем работ по засыпке траншеи бульдозером с рыхлением грунта определяется по формуле 75.

$$l_{зас} = \frac{l}{100}, \quad (75)$$

где $l_{зас}$ – объем работ по засыпке траншеи, сот. м.

Необходимое количество песка природного для строительных работ определяется по формуле 76.

$$V_n = V_{зр} \cdot 1000, \quad (76)$$

где V_n – объем песка для строительных работ, м³.

Необходимое количество тепловой изоляции из пенополиуретана определяется по формуле 77.

					Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Лист
						82
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

$$V_{ППУ} = l \cdot \frac{\pi \cdot \left((D_H + 2 \cdot \delta_u)^2 - D_H^2 \right)}{4}, \quad (77)$$

где $V_{ППУ}$ – объем изоляции из пенополиуретана, м³;
 δ_u – толщина тепловой изоляции, м.

б) Надземный трубопровод

Объем работ по монтажу опор с термостабилизаторами определяется по формуле 78.

$$N_{он} = \frac{l}{l_{пр}} + 1, \quad (78)$$

где $N_{он}$ – количество опор, шт., значение округляется до целого в большую сторону;
 l – длина участка трубопровода, м;
 $l_{пр}$ – длина пролета надземного трубопровода, м.

Объем работ по монтажу надземного трубопровода определяется по формуле 74.

Объем работ по установке свай основания определяется по формуле 79.

$$V_{св} = 2 \cdot N_{он} \cdot \frac{\pi \cdot D_{св}^2}{4} \cdot l_{св}, \quad (79)$$

где $V_{св}$ – объем работ по установке свай основания, м³;
 $D_{св}$ – наружный диаметр свай, м;
 $l_{св}$ – длина свай, м.

Необходимое количество труб обсадных для свай основания определяется по формуле 80.

$$l_{об} = 2 \cdot N_{он} \cdot l_{св}, \quad (80)$$

где $l_{об}$ – количество обсадных труб, м.

Необходимое количество бетона для свай основания определяется по формуле 81.

$$V_{б} = 2 \cdot N_{он} \cdot \frac{\pi \cdot (D_{св} - 2 \cdot \delta_{св})^2}{4} \cdot l_{св}, \quad (81)$$

где $V_{б}$ – объем бетона для свай основания, м³;
 $\delta_{св}$ – толщина стенки обсадной трубы, м.

					Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Лист
						83
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Необходимое количество тепловой изоляции из пенополиуретана определяется по формуле 77, количество опор – по формуле 78.

Необходимое количество термостабилизаторов определяется по формуле 82.

$$N_m = 2 \cdot N_{on}, \quad (82)$$

где N_m – количество термостабилизаторов, шт.

4.2.1.2 Расчет участка №2

В качестве примера расчета затрат на инженерную защиту магистрального нефтепровода рассмотрим участок №2, характеризующийся распространением преимущественно грунта «XXXXXXXXXX», при технологическом режиме, в котором подогрев нефти осуществляется до температуры XXXX °С.

Данные о единичных расценках на материалы и строительные-монтажные работы взяты из территориальных сметных нормативов для Ямало-Ненецкого автономного округа [60-63] и представлены в таблицах 12-13.

Таблица 12 – Единичные расценки на материалы и изделия в ценах базисного уровня

Наименование показателя	Значение показателя
Песок природный для строительных работ, руб./м ³	98,4
Тепловая изоляция из пенополиуретана, руб./м ³	4635,5
Труба обсадная, руб./м	1262,6
Бетон, руб./м ³	1054,5
Опора надземного трубопровода, руб./шт.	4890,0
Термостабилизатор, руб./шт.	9440,0*

*Стоимость термостабилизаторов указана в текущих ценах по данным [64].

Таблица 13 – Единичные расценки на строительные-монтажные работы в ценах базисного уровня

Наименование показателя	Значение показателя
Рытье траншеи на глубину 1,6 м: прямые затраты /оплата труда рабочих / эксплуатация машин / оплата труда машинистов, руб./км	50302,1/1725,7/48576,4/3722,2
Рытье траншеи на каждые следующие 0,2 м: прямые затраты /оплата труда рабочих / эксплуатация машин / оплата труда машинистов, руб./км	9145,4/427,1/8718,3/661,3
Подсыпка грунта экскаватором: прямые затраты /оплата труда рабочих / эксплуатация машин / оплата труда машинистов, руб./тыс. м ³	2629,5/43,0/2586,5/154,7

Продолжение таблицы 13

Наименование показателя	Значение показателя
Засыпка траншеи с рыхлением грунта: прямые затраты /оплата труда рабочих / эксплуатация машин / оплата труда машинистов, руб./сот. м	1500,6/1094,2/406,4/33,8
Укладка трубопровода в траншею: прямые затраты /оплата труда рабочих / эксплуатация машин / оплата труда машинистов / неучтенные материалы, руб./сот. м	221577,6/2758,0/5830,3/253,8/ 212989,4
Монтаж опор: прямые затраты /оплата труда рабочих / эксплуатация машин / оплата труда машинистов / неучтенные материалы, руб./шт.	2686,6/151,5/294,9/9,8/2240,2
Монтаж трубопровода: прямые затраты /оплата труда рабочих / эксплуатация машин / оплата труда машинистов / неучтенные материалы, руб./сот. м	240055,7/3668,9/35913,7/2516,6/ 200473,1
Установка свай: прямые затраты /оплата труда рабочих / эксплуатация машин / оплата труда машинистов / неучтенные материалы, м ³	305,4/7,3/207,6/6,2/90,5

Индексы изменения сметной стоимости утверждаются постановлением Правительства субъекта федерации [65], их значения представлены в таблице 14.

Таблица 14 – Индексы изменения сметной стоимости

Наименование показателя	Значение показателя
Индекс к оплате труда	17,63
Индекс к стоимости эксплуатации машин	6,30
Индекс к стоимости материалов	5,12

Согласно методическим указаниям [66, 67] для строительно-монтажных работ по сооружению магистрального нефтепровода в районах Крайнего Севера норма сметной прибыли принимается на уровне 60%, норма накладных расходов – 120% от фонда оплаты труда.

Исходные данные для определения объема работ по инженерной защите магистрального нефтепровода, взятые из подраздела 2.1, приложения Б и полученные в ходе расчетов, описанных в разделе 3, представлены в таблице 15.

Затраты на оплату труда рабочих при подсыпке грунта:

[REDACTED]

Затраты на эксплуатацию машин при подсыпке грунта:

[REDACTED]

Затраты на оплату труда машинистов при подсыпке грунта:

[REDACTED]

Объем работ по укладке трубопровода в траншею:

[REDACTED]

Затраты на оплату труда рабочих при укладке трубопровода:

[REDACTED]

Затраты на эксплуатацию машин при укладке трубопровода:

[REDACTED]

Затраты на оплату труда машинистов при укладке трубопровода:

[REDACTED]

Затраты на неучтенные материалы при укладке трубопровода:

[REDACTED]

Объем работ по засыпке траншеи бульдозером с рыхлением грунта:

[REDACTED]

Затраты на оплату труда рабочих при засыпке траншеи:

[REDACTED]

Затраты на эксплуатацию машин при засыпке траншеи:

[REDACTED]

Затраты на оплату труда машинистов при засыпке траншеи:

[REDACTED]

Продолжение таблицы 16

Шифр и номер позиции норматива	Наименование работ/затрат на материалы, единица измерения	Кол-во	Стоимость единицы, руб.			Индекс	Общая стоимость, руб.		
			Всего	Эксплуатация машин	Неучтенные материалы		Всего	Эксплуатация машин	Неучтенные материалы
			(Оплата труда)	(Оплата труда)			(Оплата труда)	(Оплата труда)	
Работы									
ТЕР 81-02-01-2001, 01-01-003-01	Подсыпка грунта экскаватором, 1000 м³	■	2629,5 (43,0)	2586,5 (154,7)	-	И _з =17,63 И _с =6,30 И _м =5,12	■ ■ ■	■ ■ ■	-
ТЕР 81-02-01-2001, 01-02-077-01	Засыпка траншеи с рылением грунта, 100м	■	1500,6 (1094,2)	406,4 (33,8)	-	И _з =17,63 И _с =6,30 И _м =5,12	■ ■ ■	■ ■ ■	-
ТЕР 81-02-01-2001, 01-01-151-08	Укладка трубопровода в траншею, 100м	■	221577,6 (2758,0)	5830,3 (253,8)	212989,4	И _з =17,63 И _с =6,30 И _м =5,12	■ ■ ■	■ ■ ■	■
Материалы									
ТССЦ-2001, 104-0146	Изоляция ППУ, м³	■	4635,5	-	-	И _м =5,12	■	-	-
ТССЦ-2001, 408-0122	Песок природный для строительных работ, м³	■	98,4	-	-	И _м =5,12	■	-	-
Накладные расходы									
МДС 81-33.2004	Норматив накладных расходов 120% от фонда оплаты труда	-	-	-	-	-	■	-	-
Сметная прибыль									
МДС 81-25.2001	Норматив сметной прибыли 60% от фонда оплаты труда	-	-	-	-	-	■	-	-
Итого по смете							■ руб.		

б) Надземный трубопровод

Необходимое количество опор:

■

Затраты на оплату труда рабочих при монтаже опор:

■

Затраты на эксплуатацию машин при монтаже опор:

■

Затраты на оплату труда машинистов при монтаже опор:

■

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата
------	------	----------	---------	------

Затраты на неучтенные материалы при монтаже опор:

[REDACTED]

Затраты на оплату труда рабочих при монтаже трубопровода:

[REDACTED]

Затраты на эксплуатацию машин при монтаже трубопровода:

[REDACTED]

Затраты на оплату труда машинистов при монтаже трубопровода:

[REDACTED]

Затраты на неучтенные материалы при монтаже трубопровода:

[REDACTED]

Объем работ по установке свай основания:

[REDACTED]

Затраты на оплату труда рабочих при установке свай:

[REDACTED]

Затраты на эксплуатацию машин при установке свай:

[REDACTED]

Затраты на оплату труда машинистов при установке свай:

[REDACTED]

Затраты на неучтенные материалы при установке свай:

[REDACTED]

Затраты на опоры надземного трубопровода:

[REDACTED]

Необходимое количество тепловой изоляции из пенополиуретана:

[REDACTED]

[REDACTED]

Затраты на тепловую изоляцию из пенополиуретана:

Необходимое количество труб обсадных для свай основания:

Затраты на обсадные трубы для свай основания:

Необходимое количество бетона для свай основания:

Затраты на бетон для свай основания:

Необходимое количество термостабилизаторов:

Затраты на термостабилизаторы:

Накладные расходы:

Сметная прибыль:

Получившаяся смета на реализацию мер инженерной защиты подземного нефтепровода на участке №2 представлена в таблице 17.

Затраты на инженерную защиту для остальных участков определяются аналогичным образом, после чего они суммируются, и получаются издержки на защиту всего магистрального нефтепровода. Исходные данные для расчетов представлены в приложении В.

					Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		91

Таблица 17 – Смета инженерной защиты надземного нефтепровода

Шифр и номер позиции норматива	Наименование работ/затрат на материалы, единица измерения	Кол-во	Стоимость единицы, руб.			Индекс	Общая стоимость, руб.		
			Всего	Эксплуатация машин	Неучтенные материалы		Всего	Эксплуатация машин	Неучтенные материалы
Работы									
ТЕР 81-02-24-001, 24-02-040-07	Монтаж опор, шт.	■	2686,6 (151,5)	294,9 (9,8)	2240,1	И _з =17,63 И _с =6,30 И _м =5,12	■	■	■
ТЕР 81-02-24-001, 24-02-041-08	Монтаж трубопровода, 100м	■	240055,7 (3668,9)	35913,7 (2516,6)	200473,1	И _з =17,63 И _с =6,30 И _м =5,12	■	■	■
ТЕР 81-02-05-001, 05-01-095-05	Установка свай, м ³	■	305,4 (7,3)	207,6 (6,2)	90,5	И _з =17,63 И _с =6,30 И _м =5,12	■	■	■
Материалы									
ТССЦ-2001, 103-0580	Труба обсадная, м	■	1262,6	-	-	И _м =5,12	■	-	-
ТССЦ-2001, 401-0213	Бетон, м ³	■	1054,5	-	-	И _м =5,12	■	-	-
ТССЦ-2001, 104-0146	Изоляция ППУ, м ³	■		-	-	И _м =5,12	■	-	-
[31]	Термостабилизатор, шт.	■	9440,0	-	-	-	■	-	-
ТССЦ-2001, 201-0888	Опора трубопровода, шт.	■	4890,0	-	-	И _м =5,12	■	-	-
Накладные расходы									
МДС 81-33.2004	Норматив накладных расходов 120% от фонда оплаты труда	-	-	-	-	-	■	-	-
Сметная прибыль									
МДС 81-25.2001	Норматив сметной прибыли 60% от фонда оплаты труда	-	-	-	-	-	■	-	-
Итого по смете							■		

4.2.2 Расчет эксплуатационных затрат

Для выполнения сравнительного анализа затрат на транспортировку нефти при различных технологических режимах, отличающихся температурой подогрева нефти на нефтеперекачивающей станции, необходимо для каждого из них рассчитать эксплуатационные затраты, величина которых зависит от температуры нефти. Это значение носит условный характер и нужно исключительно для проведения сравнения. Его нельзя рассматривать, как себестоимость перекачки, так как оно не включает в себя затраты на

обслуживание, ремонт трубопровода, заработные платы персонала и др., которые мы считаем условно постоянными.

4.2.2.1 Методика расчета

Эксплуатационные затраты (зависящие от температуры нефти) складываются из затрат на электроэнергию для питания двигателей насосов и затрат на топливо на подогрев нефти.

Затраты на электроэнергию для питания двигателей насосов рассчитываются по формуле 83.

$$C_{\text{э}}(t_{\text{н}}) = P_{\text{э}}(t_{\text{н}}) \cdot \tau \cdot Ц_{\text{э}}, \quad (83)$$

где $C_{\text{э}}$ – затраты на электроэнергию, руб.;

$P_{\text{э}}$ – мощность электродвигателя, кВт;

τ – время работы электродвигателей, ч;

$Ц_{\text{э}}$ – стоимость электроэнергии, руб./кВтч.

Затраты на топливо для подогрева нефти рассчитываются по формуле 84.

$$C_{\text{т}}(t_{\text{н}}) = Q(t_{\text{н}}) \cdot G \cdot \tau \cdot Ц_{\text{т}}, \quad (84)$$

где $C_{\text{т}}$ – затраты на топливо, руб.;

Q – удельный расход топлива на подогрев нефти, кг топлива/кг нефти;

τ – продолжительность перекачки нефти, с;

G – массовый расход нефти, кг/с;

$Ц_{\text{т}}$ – стоимость топлива, руб./кг.

Эксплуатационные затраты, зависящие от температуры нефти, рассчитываются по формуле 85.

$$C_{\text{экс}}(t_{\text{н}}) = C_{\text{э}}(t_{\text{н}}) + C_{\text{т}}(t_{\text{н}}). \quad (85)$$

4.2.2.2 Расчет технологического режима $t_{\text{н}} = \blacksquare$ °С

В качестве примера расчета эксплуатационных затрат рассмотрим технологический режим магистрального нефтепровода, характеризующего подогревом нефти на нефтеперекачивающей станции до температуры \blacksquare °С.

Данные о ценах на топливо и электроэнергию взяты из финансового отчета ПАО «Транснефть» [68] и представлены в таблице 18.

					Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Лист
						93
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Таблица 18 – Стоимость топлива и энергии

Наименование показателя	Значение показателя
Стоимость электроэнергии, руб./кВтч	2,5
Стоимость топливной нефти, руб./т	10000

Исходные данные для определения эксплуатационных затрат, взятые из подраздела 2.1 и полученные в ходе расчетов, описанных в разделе 3, представлены в таблице 19.

Таблица 19 – Исходные данные для расчета эксплуатационных затрат

Наименование показателя	Значение показателя
Полный напор, м	
Массовый расход нефти, кг/с	
Удельная массовая теплоемкость нефти, Дж/(кг·°С)	
Низшая теплотворная способность нефти, МДж/кг	
Срок эксплуатации нефтепровода, лет	
Коэффициент запаса	
КПД насоса	
КПД передачи	
КПД установки подогрева нефти	
Температура нефти на входе в установки подогрева, °С	
Температура нефти в начале участка, °С	

Потребляемая мощность электродвигателей:

[Redacted]

Затраты на электроэнергию для питания двигателей насосов:

[Redacted]

Удельный расход топлива на подогрев нефти:

[Redacted]

Затраты на топливо для подогрева нефти:

[Redacted]

Эксплуатационные затраты, зависящие от температуры нефти:

[Redacted]

Эксплуатационные затраты для остальных технологических режимов определяются аналогичным образом, исходные данные для расчетов представлены в приложении В.

4.2.3 Расчет интегрального финансового показателя

Величина интегрального финансового показателя научного исследования характеризует степень повышения экономической эффективности вариантов реализации проекта по сравнению с наиболее дорогостоящим. Интегральный финансовый показатель ресурсоэффективности вариантов исполнения объекта исследования определяется по формуле 86.

$$I_{\phi}^p = \frac{\Phi_{pi}}{\Phi_{\max}}, \quad (86)$$

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

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

Φ_{\max} – максимальная стоимость исполнения, руб.

В работе был произведен полный расчет исследуемого магистрального нефтепровода по предложенному алгоритму. Результаты расчетов, а также значения интегрального финансового показателя для каждого из вариантов представлены в таблице 20.

Таблица 20 – Интегральный финансовый показатель вариантов исполнения проекта

Вариант исполнения	Суммарные затраты, млн руб.	Интегральный финансовый показатель
Контрольный «а»		
$t_H =$ °С	Технологическое ограничение по температуре	
$t_H =$ °С	Технологическое ограничение по температуре	
$t_H =$ °С	Технологическое ограничение по температуре	
$t_H =$ °С	Технологическое ограничение по температуре	
Контрольный «б»		

По результатам анализа данных, представленных в таблице 20, можно сделать вывод о том, что применение предложенного алгоритма позволяет существенно снизить затраты на строительство и эксплуатацию линейной части магистрального нефтепровода в условиях распространения многолетнемерзлых грунтов.

					Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		96

5 РЕЗУЛЬТАТЫ ИССЛЕДОВАНИЯ

По предложенному алгоритму был произведен расчет исследуемого магистрального нефтепровода. Рассматривались технологические режимы, отличающиеся температурой подогрева нефти на нефтеперекачивающей станции от ■ до ■ °С, а также два контрольных режима. Для каждого из них были рассчитаны эксплуатационные затраты, зависящие от температуры, за весь период эксплуатации, а также определены допустимые и оптимальные меры инженерной защиты нефтепровода от опасных геокриологических процессов и их стоимость.

По принципу минимума материальных затрат был определен вариант сочетания технических и технологических мер защиты нефтепровода, который в рассматриваемых условиях следует считать оптимальным.

5.1 Стоимость вариантов защитных мер

Расчет суммарных затрат на осуществление защитных мер производился отдельно для рассмотренных технологических режимов с учетом оптимальных вариантов инженерной защиты нефтепровода, выбранных для каждого из допустимых режимов. Результаты расчетов представлены на рисунке 24. Эксплуатация исследуемого нефтепровода при подогреве нефти до температуры ниже ■ °С оказалась невозможной из-за несоблюдения технологического ограничения 49, поэтому расчет затрат для этих вариантов не производился.

По результатам анализа полученных данных, оптимальным сочетанием защитных мер для рассматриваемого случая должен был признан вариант, при котором подогрев нефти осуществляется до температуры ■ °С, а линейная часть магистрального нефтепровода прокладывается подземно с соответствующими параметрами инженерной защиты. Описание оптимального варианта представлено ниже, характеристики остальных сочетаний приведены в приложении В.

					Анализ путей повышения эффективности сооружения и эксплуатации линейной части магистральных нефтепроводов в условиях распространения многолетнемерзлых грунтов			
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата				
Разраб.		Чехлов А.Н.			Результаты исследования	Лит.	Лист	Листов
Руковод.		Чухарева Н.В.					97	191
Консульт.						НИ ТПУ гр. 2БМ6А		
Рук-ль ООП		Бурков П.В.						

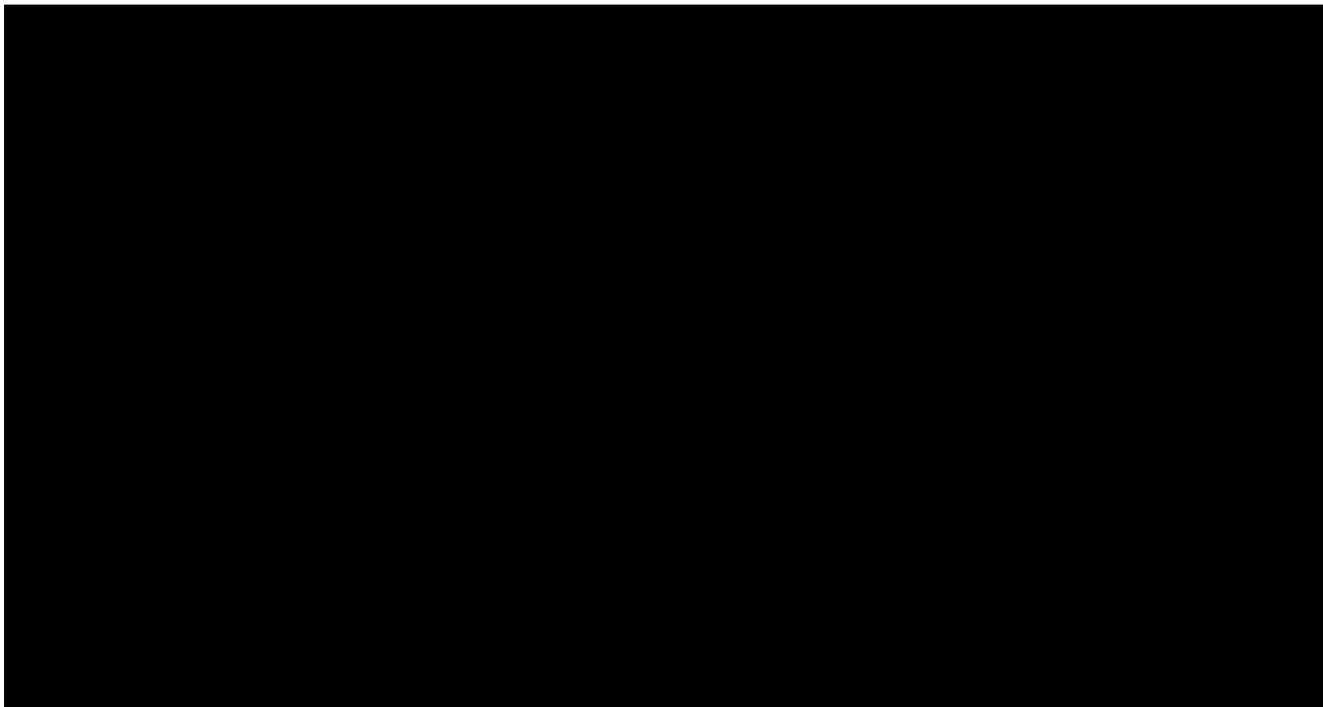


Рисунок 24 – Суммарные затраты на осуществление защитных мер

5.2 Описание оптимального варианта

Вариант сочетания технических и технологических решений, при котором затраты на защиту исследуемого нефтепровода от воздействия опасных геокриологических процессов минимальны, характеризуется температурой перекачки нефти, минимально допустимой в рассматриваемых условиях. Это указывает на значительную долю расходов на подогрев в суммарных затратах и говорит о целесообразности проведения более подробных исследований процессов перекачки нефти при пониженных температурах.

5.2.1 Параметры инженерной защиты

Подземная прокладка магистрального нефтепровода в условиях распространения многолетнемерзлых грунтов возможно только в том случае, если было обосновано ее безопасность, то есть проведенные технические расчеты указывают на соблюдение условия 33. Результаты расчетов параметров подземной прокладки нефтепровода для рассматриваемого технологического режима представлены на рисунках 25-27.

					Результаты исследования	Лист
						98
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		



Рисунок 25 – Подземный нефтепровод без тепловой изоляции

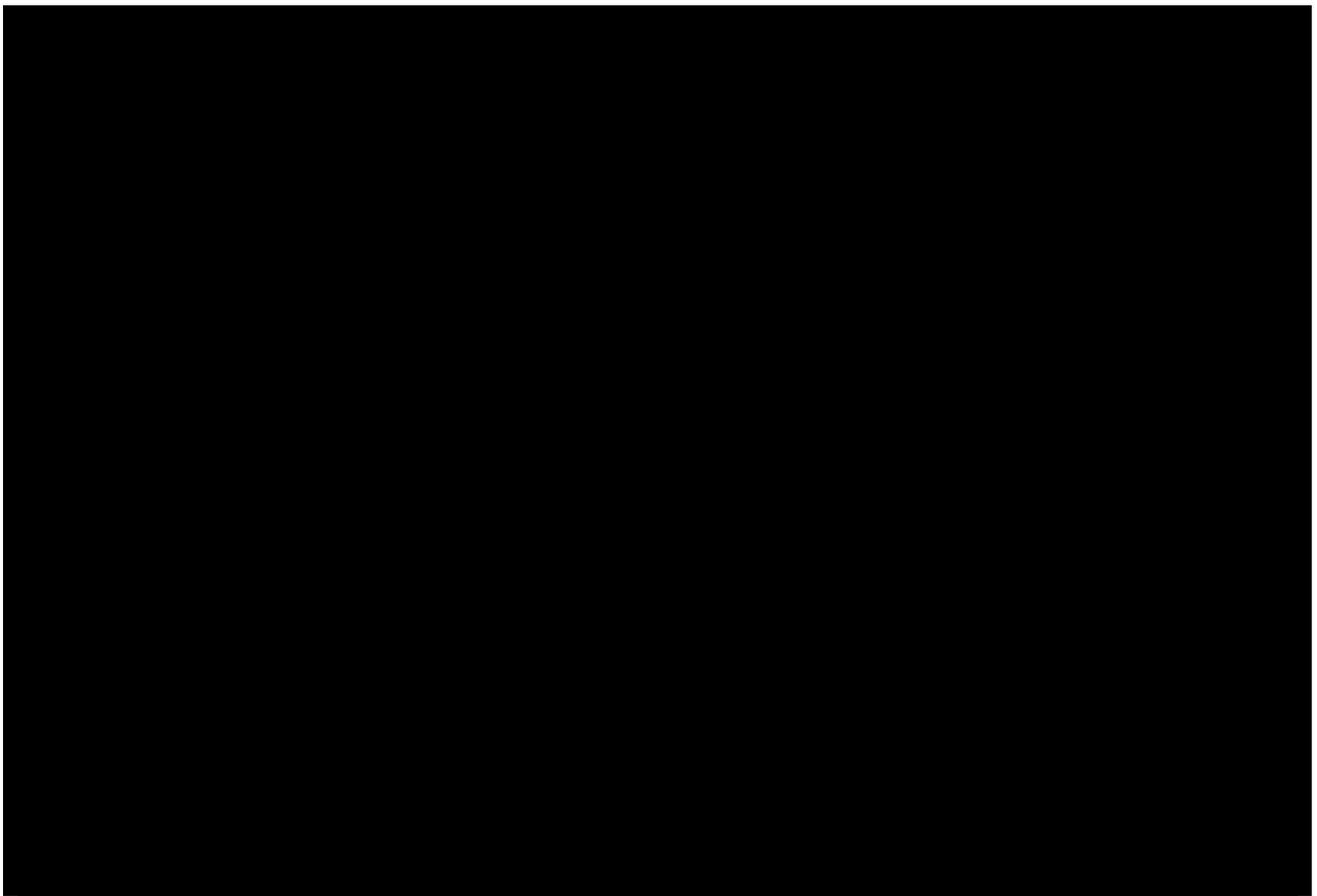


Рисунок 26 – Подземный нефтепровод с тепловой изоляцией

					Результаты исследования	Лист
						99
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

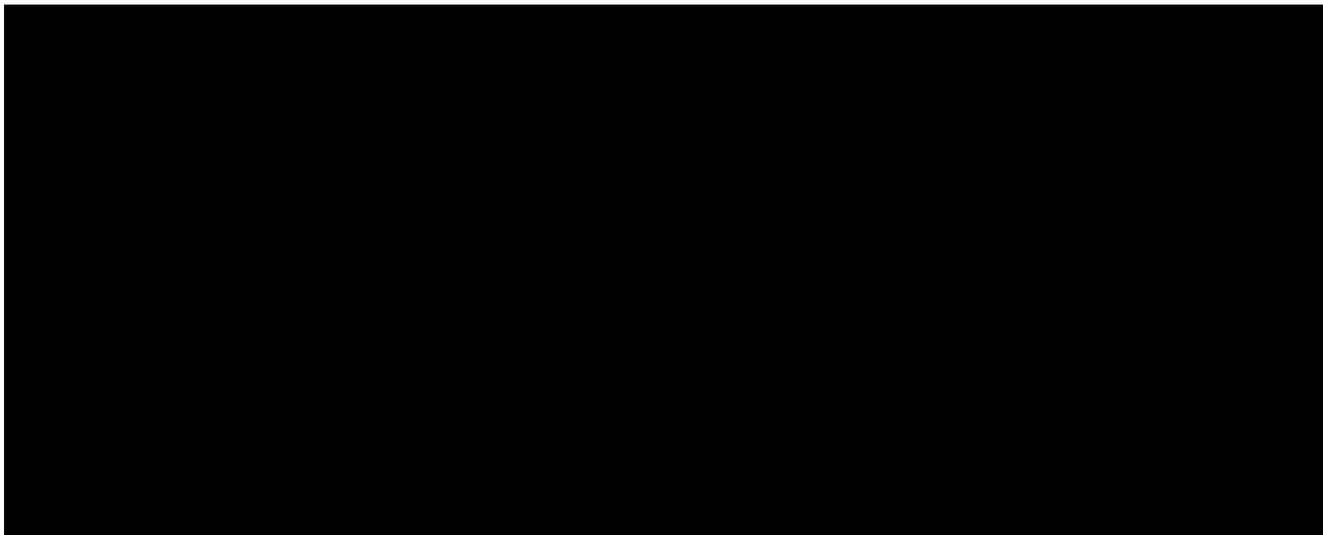


Рисунок 27 – Глубина замены льдистого грунта в основании траншеи

Таким образом, при данном технологическом режиме подземная прокладка является допустимой на всем протяжении трассы магистрального нефтепровода. Надземная прокладка допустима по умолчанию, так как при осуществлении активной термостабилизации грунтов полностью защищает нефтепровод от опасных геокриологических процессов. Чтобы выбрать оптимальный способ инженерной защиты, необходимо сравнить сметную стоимость их осуществления и выбрать тот, затраты на который минимальны. Варианты инженерной защиты магистрального нефтепровода и их стоимость представлены в таблице 21.

Таблица 21 – Варианты инженерной защиты нефтепровода

Номер участка	Допустимые варианты инженерной защиты (стоимость, млн руб.)	Оптимальный вариант инженерной защиты	Стоимость реализации оптимального варианта, млн руб.
1	Надземная прокладка ()	Подземная прокладка	■
	Подземная прокладка ()		
2	Надземная прокладка ()	Подземная прокладка с тепловой изоляцией	■
	Подземная прокладка с тепловой изоляцией ()		
3	Надземная прокладка ()	Подземная прокладка	■
	Подземная прокладка ()		
4	Надземная прокладка ()	Подземная прокладка с тепловой изоляцией + замена грунта на глубину ■ м	■
	Подземная прокладка с тепловой изоляцией + замена грунта на глубину ■ м ()		
5	Надземная прокладка ()	Подземная прокладка	■
	Подземная прокладка ()		
6	Надземная прокладка ()	Подземная прокладка с тепловой изоляцией + замена грунта на глубину ■ м	■
	Подземная прокладка с тепловой изоляцией + замена грунта на глубину ■ м ()		

Продолжение таблицы 21

Номер участка	Допустимые варианты инженерной защиты (стоимость, млн руб.)	Оптимальный вариант инженерной защиты	Стоимость реализации оптимального варианта, млн руб.
7	Надземная прокладка ()	Подземная прокладка	■
	Подземная прокладка ()		
8	Надземная прокладка ()	Подземная прокладка с тепловой изоляцией	■
	Подземная прокладка с тепловой изоляцией ()		
9	Надземная прокладка ()	Подземная прокладка	■
	Подземная прокладка ()		
10	Надземная прокладка ()	Подземная прокладка с тепловой изоляцией + замена грунта на глубину ■ м	■
	Подземная прокладка с тепловой изоляцией + замена грунта на глубину ■ м ()		
11	Надземная прокладка ()	Подземная прокладка	■
	Подземная прокладка ()		
12	Надземная прокладка ()	Подземная прокладка с тепловой изоляцией	■
	Подземная прокладка с тепловой изоляцией ()		
13	Надземная прокладка ()	Подземная прокладка	■
	Подземная прокладка ()		
14	Надземная прокладка ()	Подземная прокладка с тепловой изоляцией + замена грунта на глубину ■ м	■
	Подземная прокладка с тепловой изоляцией + замена грунта на глубину ■ м ()		
15	Надземная прокладка ()	Подземная прокладка	■
	Подземная прокладка ()		
16	Надземная прокладка ()	Подземная прокладка с тепловой изоляцией + замена грунта на глубину ■ м	■
	Подземная прокладка с тепловой изоляцией + замена грунта на глубину ■ м ()		
17	Надземная прокладка ()	Подземная прокладка	■
	Подземная прокладка ()		
18	Надземная прокладка ()	Подземная прокладка с тепловой изоляцией	■
	Подземная прокладка с тепловой изоляцией ()		
19	Надземная прокладка ()	Подземная прокладка	■
	Подземная прокладка ()		
20	Надземная прокладка ()	Подземная прокладка с тепловой изоляцией + замена грунта на глубину ■ м	■
	Подземная прокладка с тепловой изоляцией + замена грунта на глубину ■ м ()		
21	Надземная прокладка ()	Подземная прокладка	■
	Подземная прокладка ()		
22	Надземная прокладка ()	Подземная прокладка с тепловой изоляцией	■
	Подземная прокладка с тепловой изоляцией ()		
23	Надземная прокладка ()	Подземная прокладка	■
	Подземная прокладка ()		
24	Надземная прокладка ()	Подземная прокладка с тепловой изоляцией + замена грунта на глубину ■ м	■
	Подземная прокладка с тепловой изоляцией + замена грунта на глубину ■ м ()		
25	Надземная прокладка ()	Подземная прокладка	■
	Подземная прокладка ()		

Продолжение таблицы 21

Номер участка	Допустимые варианты инженерной защиты (стоимость, млн руб.)	Оптимальный вариант инженерной защиты	Стоимость реализации оптимального варианта, млн руб.
26	Надземная прокладка (■)	Подземная прокладка с тепловой изоляцией + замена грунта на глубину ■ м (■)	■
	Подземная прокладка с тепловой изоляцией + замена грунта на глубину ■ м (■)		
27	Надземная прокладка (■)	Подземная прокладка	■
	Подземная прокладка (■)		
28	Надземная прокладка (■)	Подземная прокладка с тепловой изоляцией	■
	Подземная прокладка с тепловой изоляцией (■)		
29	Надземная прокладка (■)	Подземная прокладка	■
	Подземная прокладка (■)		
30	Надземная прокладка (■)	Подземная прокладка с тепловой изоляцией + замена грунта на глубину ■ м (■)	■
	Подземная прокладка с тепловой изоляцией + замена грунта на глубину ■ м (■)		
31	Надземная прокладка (■)	Подземная прокладка	■
	Подземная прокладка (■)		
32	Надземная прокладка (■)	Подземная прокладка с тепловой изоляцией	■
	Подземная прокладка с тепловой изоляцией (■)		
33	Надземная прокладка (■)	Подземная прокладка	■
	Подземная прокладка (■)		
34	Надземная прокладка (■)	Подземная прокладка с тепловой изоляцией + замена грунта на глубину ■ м (■)	■
	Подземная прокладка с тепловой изоляцией + замена грунта на глубину ■ м (■)		
35	Надземная прокладка (■)	Подземная прокладка	■
	Подземная прокладка (■)		
36	Надземная прокладка (■)	Подземная прокладка с тепловой изоляцией + замена грунта на глубину ■ м (■)	■
	Подземная прокладка с тепловой изоляцией + замена грунта на глубину ■ м (■)		
37	Надземная прокладка (■)	Подземная прокладка	■
	Подземная прокладка (■)		
38	Надземная прокладка (■)	Подземная прокладка с тепловой изоляцией	■
	Подземная прокладка с тепловой изоляцией (■)		
39	Надземная прокладка (■)	Подземная прокладка	■
	Подземная прокладка (■)		
40	Надземная прокладка (■)	Подземная прокладка с тепловой изоляцией + замена грунта на глубину ■ м (■)	■
	Подземная прокладка с тепловой изоляцией + замена грунта на глубину ■ м (■)		
41	Надземная прокладка (■)	Подземная прокладка	■
	Подземная прокладка (■)		
42	Надземная прокладка (■)	Подземная прокладка с тепловой изоляцией	■
	Подземная прокладка с тепловой изоляцией (■)		
43	Надземная прокладка (■)	Подземная прокладка	■
	Подземная прокладка (■)		
44	Надземная прокладка (■)	Подземная прокладка с тепловой изоляцией + замена грунта на глубину ■ м (■)	■
	Подземная прокладка с тепловой изоляцией + замена грунта на глубину ■ м (■)		

Продолжение таблицы 21

Номер участка	Допустимые варианты инженерной защиты (стоимость, млн руб.)	Оптимальный вариант инженерной защиты	Стоимость реализации оптимального варианта, млн руб.
45	Надземная прокладка ()	Подземная прокладка	■
	Подземная прокладка ()		
46	Надземная прокладка ()	Подземная прокладка с тепловой изоляцией + замена грунта на глубину ■ м	■
	Подземная прокладка с тепловой изоляцией + замена грунта на глубину ■ м ()		
47	Надземная прокладка ()	Подземная прокладка	■
	Подземная прокладка ()		
48	Надземная прокладка ()	Подземная прокладка с тепловой изоляцией	■
	Подземная прокладка с тепловой изоляцией ()		
49	Надземная прокладка ()	Подземная прокладка	■
	Подземная прокладка ()		
50	Надземная прокладка ()	Подземная прокладка с тепловой изоляцией + замена грунта на глубину ■ м	■
	Подземная прокладка с тепловой изоляцией + замена грунта на глубину ■ м ()		
51	Надземная прокладка ()	Подземная прокладка	■
	Подземная прокладка ()		
Затраты на меры инженерной защиты, млн руб.			■

5.2.2 Параметры технологического режима

Основными параметрами, характеризующими технологический режим эксплуатации магистрального нефтепровода, является температура нефти и потери напора на трение. Характер изменения данных показателей для рассматриваемого варианта приведен на рисунках 28-29.

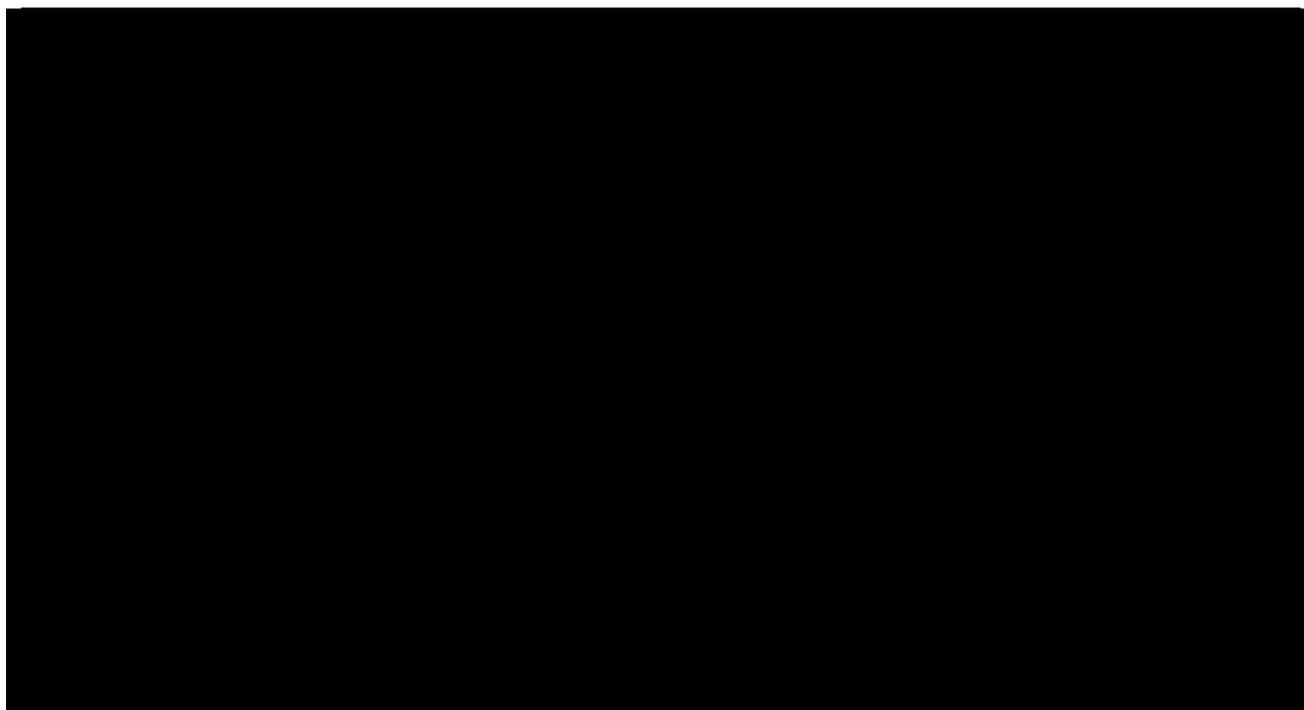


Рисунок 28 – Изменение температуры нефти

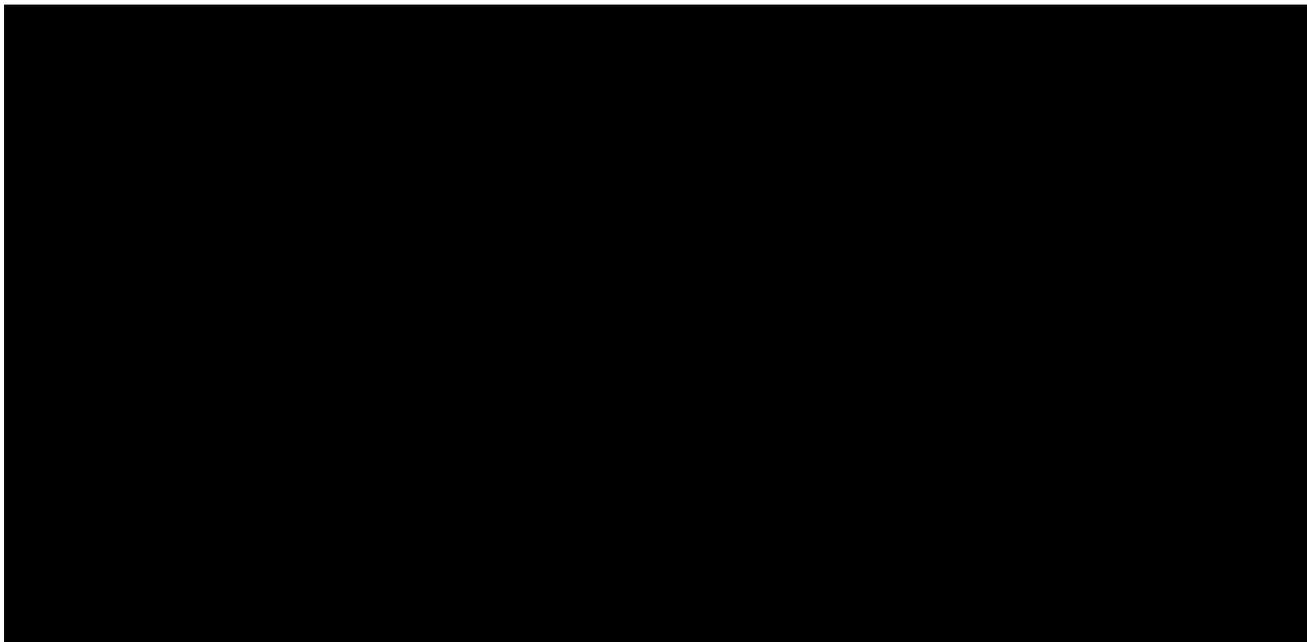


Рисунок 29 – Потери напора на трение

Другие параметры оптимального технологического режима магистрального нефтепровода представлены в таблице 22.

Таблица 22 – Оптимальный технологический режим работы нефтепровода

Наименование показателя	Значение показателя
Температура нефти на выходе нефтеперекачивающей станции, °С	■
Температура нефти в конце нефтепровода, °С	■
Полный напор, м	■
Требуемое давление, МПа	■
Требуемая мощность электродвигателей насосов, кВт	■
Затраты на перекачку нефти, млн руб.	■
Расход топлива на подогрев нефти, кг топлива/кг нефти	■
Затраты на подогрев нефти, млн руб.	■
Суммарные эксплуатационные затраты, млн руб.	■

6 СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ

В магистерской диссертации предложены инновационные решения по проектированию линейной части магистральных нефтепроводов, прокладываемых в условиях распространения многолетнемерзлых грунтов. Разработанный алгоритм позволяет выявить такие сочетания технических и эксплуатационных параметров объекта, которые позволяют обеспечить его безопасную эксплуатацию в условиях воздействия опасных геокриологических процессов при минимальных материальных затратах.

Таким образом, обязательным условием применения выбранных технических и технологических решений по защите трубопровода является не только экономическая эффективность, но и обеспечение требуемых параметров напряженно-деформированного состояния сооружения в течение всего срока эксплуатации. Это необходимо для создания условий безаварийной эксплуатации магистрального нефтепровода и, следовательно, сведения к минимуму негативного воздействия объекта исследования на экологическую обстановку региона прокладки.

В данном разделе магистерской диссертации проведен анализ возможных опасных и вредных факторов, которые могут возникнуть при эксплуатации линейной части магистрального нефтепровода в криолитозоне 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, оценен возможный ущерб, наносимый окружающей среде и перечислены меры по ликвидации последствий происшествия и профилактике их возникновения в будущем.

					Анализ путей повышения эффективности сооружения и эксплуатации линейной части магистральных нефтепроводов в условиях распространения многолетнемерзлых грунтов			
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата				
Разраб.		Чехлов А.Н.			Социальная ответственность	Лит.	Лист	Листов
Руковод.		Чухарева Н.В.					105	191
Консульт.		Немцова О.А.				НИ ТПУ гр. 2БМ6А		
Рук-ль ООП		Бурков П.В.						

6.1 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 те, которые способны при определенных условиях вызывать острое нарушение здоровья и гибели человека. К вредным производственным факторам относят воздействия, влияние которых на работников может повлечь их заболевание, снижение уровня работоспособности или отрицательное воздействие на будущее потомство.

Согласно данным [69], 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 23.

Таблица 23 – Опасные и вредные факторы при эксплуатации магистрального нефтепровода

Источник фактора, наименование вида работ	Факторы по ГОСТ 12.0.003-2015 [70]		Нормативные документы
	Вредные	Опасные	
1. Технический осмотр трубопровода (обход, объезд) 2. Земляные работы по устранению незначительных размывов и просадок грунта	1. Отклонения показателей климата на открытом воздухе 2. Тяжесть и напряженность физического труда 3. Повреждения в результате контакта с животными	1. Движущиеся машины и механизмы 2. Пожаро- и взрывоопасность	ГОСТ 12.1.004–91 [71] ГОСТ 12.1.005–88 [72] ГОСТ 12.1.008-76 [73] ГОСТ 12.1.010–76 [74] ГОСТ 12.2.011-2012 [75] ГОСТ 12.4.011-89 [76] СанПиН 2.2.2776-10 [77]

6.1.1 Анализ вредных производственных факторов

6.1.1.1 Отклонение показателей климата на открытом воздухе

Районы Крайнего Севера, характеризующиеся распространением многолетнемерзлых грунтов, характеризуются резко континентальным, субарктическим или арктическим климатом с низкими среднегодовыми температурами, очень суровой зимой.

Источником формирования данного вредного производственного фактора могут являться плохие метеорологические условия, в результате которых возможно отклонение показателей климата 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 [78]. Значения показателей, при которых прекращаются работы на открытом воздухе, представлены в таблице 24.

Таблица 24 – 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	-25	-42
от 5 до 10	-20	-38
от 10 до 22		-30
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.

6.1.1.2 Тяжесть и напряженность физического труда

Магистральный нефтепровод, прокладываемый в рассматриваемых условиях, 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 [77], допустимые показатели физической нагрузки имеют следующие значения:

- Физическая динамическая нагрузка до 46;
- 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 должны быть предусмотрены надбавки к заработной плате и увеличена продолжительность отпуска.

6.1.1.3 Повреждения в результате контакта с животными

Районы Крайнего Севера характеризуется низкой плотностью населения и большими расстояниями между населенными пунктами, что обуславливает богатство животного мира региона, в том числе наличие крупных хищных

									Лист
									108
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата				Социальная ответственность	

зверей, ядовитых змей, насекомых и клещей. 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 предотвращения негативного воздействия данного опасного фактора необходимо обеспечить персонал обувью, защищающей от укусов змей и спецсредствами, позволяющими отпугивать диких животных. Кроме того, к профилактическим мерам относится вакцинация всех работников линейной эксплуатационной службы от клещевого энцефалита и других заболеваний, а также применение репеллентов и плотной спецодежды с накомарниками и манжетами, плотно прилегающими к телу.

На случай нападения зверей у бригады, работающей на трассе, с собой должны находиться средства для оказания первой помощи при переломах и рваных ранах. Все сотрудники должны быть обучены методам оказания первой медицинской помощи. Также бригада должна быть обеспечена лекарственными препаратами, снижающими аллергическую реакцию при множественных укусах насекомых, и сывороткой от змеиного яда.

6.1.2 Анализ опасных производственных факторов

6.1.2.1 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:

					Социальная ответственность	Лист
						109
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

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

6.1.2.2 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 при нарушении 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.

6.2 Экологическая безопасность

На современном этапе отношение человека к природе в нашей стране регулируются нормативным документом [79]. Данный документ определяет правовые основы государственной политики в области охраны окружающей среды, обеспечивающие сбалансированное решение социально-экономических задач, сохранение благоприятной окружающей среды, биологического

					Социальная ответственность	Лист
						110
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

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 [69].

6.2.1 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.

6.2.2 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

					Социальная ответственность	Лист
						111
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

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

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

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

В организации, эксплуатирующей магистральный нефтепровод, должен быть разработан комплекс методов и средств очистки водных объектов от нефти в случае ее аварийного разлива. Основным способом сбора нефти с поверхности воды является установка боновых заграждений и нефтесборщиков.

										Лист
										112
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	Социальная ответственность					

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.

6.2.3 Защита литосферы

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

					Социальная ответственность	Лист
						113
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

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.

6.3 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.

6.3.1 Оценка степени загрязнения земель при аварийном разливе нефти

Согласно данным, представленным в работе [80], в качестве показателя степени загрязнения земли нефтью и нефтепродуктами следует рассматривать концентрацию нефти в грунте, определяемую по формуле 87.

$$\alpha = \frac{M_{вз}}{M_2} \cdot 10^3, \quad (87)$$

где α – концентрация нефти в грунте, г/кг;

$M_{вз}$ – количество нефти, впитавшейся в грунт, т, определяемое по формуле 88;

M_2 – количество нефтезагрязненного грунта, т, определяемое по формуле 89.

$$M_{вз} = K_H \cdot \rho_H \cdot F_3 \cdot h_c, \quad (88)$$

где K_H – нефтеемкость грунта;

ρ_H – плотность нефти, т/м³;

F_3 – площадь земель, загрязненных нефтью, м²;

h_c – глубина пропитки грунта нефтью, м.

$$M_2 = \rho_2 \cdot F_3 \cdot h_c, \quad (89)$$

где ρ_2 – плотность нефтезагрязненного грунта, т/м³.

В качестве натурального показателя оценки опасности нанесения вреда природной среде от нефтезагрязнений используется условный коэффициент всхожести семян, установленный опытным путем, который меняет свое значение в зависимости от содержания нефти и нефтепродуктов в почве и учитывает самоочищение почвы от загрязнения нефтью.

Значения уровней загрязнения почвы нефтью, а также ориентировочные характеристики всхожести семян растительности приведены в таблице 25.

Таблица 25 – Уровни загрязненности земель нефтью

Уровни загрязненности почвы	Концентрация нефти в почве, г/кг		Всхожесть семян, %	Условный коэффициент всхожести семян
	Минеральные почвы	Торфяники		
Допустимый	0,5 – 1,0	3 – 5	97 – 98	0,98
Пороговый	3 – 5	20 – 30	80 – 85	0,82
Низкий	20 – 30	40 – 50	67 – 70	0,68
Средний	40 – 50	70 – 80	45 – 55	0,50
Высокий	70 – 80	90 – 100	20 – 30	0,25
Опасный	200 – 250	250 – 300	0 – 10	0,05

6.3.2 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, а при наличии благоприятных условий — биохимическое разложение углеводородов нефти почвенной микрофлорой. В качестве биохимических методов очистки собранного с разливов грунта предлагается устройство орошения полей, компостирование либо просто разбрасывание на почве нефтесодержащих отходов с последующим их самоочищением.

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

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

После посева на участке должны вестись длительные наблюдения за ростом трав. По достижении устойчивого нормативного общепроективного

					Социальная ответственность	Лист
						116
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

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.

6.4 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности

Эксплуатация магистральных нефтепроводов в районах Крайнего Севера осуществляется в сложных условиях, характеризующихся большой удаленностью и труднодоступностью районов работы, суровым климатом, значительными физическими и эмоциональными нагрузками на работников. В связи с этим к сотрудникам линейной эксплуатационной службы предъявляются повышенные требования, а также применяются специфические решения по организации их труда и отдыха.

6.4.1 Специальные правовые нормы трудового законодательства

Согласно требованиям [81], к самостоятельной работе в качестве трубопроводчика линейного допускаются лица, достигшие 18-летнего возраста, прошедшие медицинское освидетельствование и не имеющие противопоказаний по здоровью для работы в условиях Крайнего Севера, имеющие соответствующее профессиональное образование и соответствующие квалификационное удостоверение линейного трубопроводчика, прошедшие вводный инструктаж и инструктаж на рабочем месте по охране труда, прошедшие проверку знаний требований охраны труда и стажировку на рабочем месте, прошедшие инструктаж по электробезопасности с последующим присвоением 1-й квалификационной группы.

Надбавка за работу в условиях Крайнего Севера или приравненных к ним местностях выплачивается в соответствии с трудовым законодательством Российской Федерации.

									Лист
									117
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	Социальная ответственность				

6.4.2 Особенности организации работы

В связи с особыми условиями эксплуатации магистральных нефтепроводов в условиях Крайнего Севера организация таких работ зачатую осуществляется вахтовым методом.

Согласно положениям [82], вахтовый метод – особая форма осуществления трудового процесса вне места постоянного проживания работников, когда не может быть обеспечено ежедневное их возвращение к месту постоянного проживания. Работники, привлекаемые к работам вахтовым методом, в период нахождения на объекте производства работ проживают в специально создаваемых работодателем вахтовых поселках, представляющих собой комплекс зданий и сооружений, предназначенных для обеспечения жизнедеятельности указанных работников во время выполнения ими работ и междуменного отдыха, либо в приспособленных для этих целей и оплачиваемых за счет работодателя общежитиях, иных жилых помещениях.

К работам, выполняемым вахтовым методом, не могут привлекаться работники в возрасте до восемнадцати лет, беременные женщины и женщины, имеющие детей в возрасте до трех лет, а также лица, имеющие противопоказания к выполнению работ вахтовым методом в соответствии с медицинским заключением, выданным в порядке, установленном федеральными законами и иными нормативными правовыми актами Российской Федерации.

Вахтой считается общий период, включающий время выполнения работ на объекте и время междуменного отдыха. Продолжительность вахты не должна превышать одного месяца. Рабочее время и время отдыха в пределах учетного периода регламентируются графиком работы на вахте, который утверждается работодателем с учетом мнения выборного органа первичной профсоюзной организации. В указанном графике предусматривается время, необходимое для доставки работников на вахту и обратно. Дни нахождения в пути к месту работы и обратно в рабочее время не включаются и могут приходиться на дни междувахтового отдыха.

					Социальная ответственность	Лист
						118
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Работникам, выполняющим работы вахтовым методом, за каждый календарный день пребывания в местах производства работ в период вахты, а также за фактические дни нахождения в пути от места нахождения работодателя (пункта сбора) до места выполнения работы и обратно выплачивается взамен суточных надбавка за вахтовый метод работы.

					Социальная ответственность	Лист
						119
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В магистерской диссертации был проанализирован комплексный подход к проектированию магистральных нефтепроводов, прокладываемых в криолитозоне, в котором при выборе защитных мер рассматриваются совместно технические и технологические решения. Был предложен алгоритм реализации данного подхода и выполнен расчет магистрального нефтепровода.

Было рассмотрено несколько технологических режимов, отличающихся температурой подогрева нефти, и для каждого из них рассчитаны эксплуатационные затраты и расходы на реализацию оптимальных мер инженерной защиты. В полученных результатах можно отметить наличие следующих закономерностей:

- затраты на инженерную защиту нефтепровода возрастают с повышением температуры нефти;
- затраты на перекачку нефти снижаются с повышением температуры нефти;
- затраты на подогрев нефти возрастают с повышением температуры нефти.

Основываясь на полученных результатах, можно сделать следующие выводы:

- оптимальным технологическим режимом для исследуемого нефтепровода является вариант с подогревом нефти до температуры ■■■ °С;
- оптимальным техническим решением для данного режима является подземная прокладка нефтепровода с соответствующей инженерной защитой.

Экономические расчеты по оценке эффективности показали, что значение затрат на защиту магистрального нефтепровода от опасных геокриологических процессов существенно зависит от выбранного варианта решения данной проблемы. При отсутствии дифференцированного подхода и

					Анализ путей повышения эффективности сооружения и эксплуатации линейной части магистральных нефтепроводов в условиях распространения многолетнемерзлых грунтов			
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата				
Разраб.		Чехлов А.Н.			Заключение	Лит.	Лист	Листов
Руковод.		Чухарева Н.В.					120	191
Консульт.						НИ ТПУ гр. 2БМ6А		
Рук-ль ООП		Бурков П.В.						

использовании максимальных мер защиты без оптимизации процесса эксплуатации интегральный финансовый показатель экономической эффективности составляет ■■■. Вариант выбора оптимального технического решения без оптимизации технологического режима характеризуется значением интегрального финансового показателя в ■■■, в обратном случае – ■■■. Сочетание оптимального технологического режима и подобранных дифференцировано мер инженерной защиты позволяет существенно снизить затраты, обеспечив значение интегрального показателя на уровне ■■■.

Таким образом, предложенный в работе подход показал свою эффективность, алгоритм его реализации является универсальным и может быть использован при проектировании магистральных нефтепроводов, прокладываемых в районах распространения многолетнемерзлых грунтов.

					Заключение	Лист
						121
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

СПИСОК ПУБЛИКАЦИЙ

В настоящее время по теме магистерской диссертации 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.

4. Чехлов А. Н. Выбор мероприятий для ограничения осадки подземного нефтепровода в условиях островного распространения многолетнемерзлых грунтов // Проблемы геологии и освоения недр: труды XX Международного симпозиума имени академика М.А. Усова студентов и молодых ученых, посвященного 120-летию со дня основания Томского политехнического университета, Томск, 4-8 Апреля 2016. – Томск: Изд-во ТПУ, 2016 – Т. 2 – С. 982-984.

					Анализ путей повышения эффективности сооружения и эксплуатации линейной части магистральных нефтепроводов в условиях распространения многолетнемерзлых грунтов			
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата				
Разраб.		Чехлов А.Н.			Список публикаций	Лит.	Лист	Листов
Руковод.		Чухарева Н.В.					122	191
Консульт.						НИ ТПУ гр. 2БМ6А		
Рук-ль ООП		Бурков П.В.						

5. Chekhlov A. N., Sidelnikov A. V. Modern technologies of oil trunk pipeline system construction in permafrost environment // Проблемы геологии и освоения недр: труды XX Международного симпозиума имени академика М.А. Усова студентов и молодых ученых, посвященного 120-летию со дня основания Томского политехнического университета, Томск, 4-8 Апреля 2016. – Томск: Изд-во ТПУ, 2016 – Т. 2 – С. 1134-1136.

6. Chukhareva N. V., Rudachenko A. V., Chekhlov A. N. Measures to limit subsidence of underground oil pipeline in insular permafrost (Article number 012079) // IOP Conference Series: Earth and Environmental Science. – 2016 – Vol. 43. – p. 1-3.

7. Чехлов А. Н. Моделирование динамики термокарстовых процессов в зоне воздействия на многолетнемерзлые грунты подземных нефтегазопроводов // Проблемы геологии и освоения недр: труды XXI Международного симпозиума имени академика М.А. Усова студентов и молодых ученых, посвященного 130-летию со дня рождения профессора М.И. Кучина, Томск, 3-7 Апреля 2017. – Томск: ТПУ, 2017 – Т. 2 – С. 669-671.

8. Чехлов А. Н. Определение оптимальной температуры перекачки газа при эксплуатации газопроводов в криолитозоне // Проблемы геологии и освоения недр: труды XXI Международного симпозиума имени академика М.А. Усова студентов и молодых ученых, посвященного 130-летию со дня рождения профессора М.И. Кучина, Томск, 3-7 Апреля 2017. – Томск: ТПУ, 2017 – Т. 2 – С. 671-673.

9. Чехлов А. Н. Повышение эффективности сооружения и эксплуатации магистрального нефтепровода в условиях распространения многолетнемерзлых грунтов // Творчество юных - шаг в успешное будущее: труды X Всероссийской научной молодежной конференции с международным участием с элементами научной школы имени профессора М.К. Коровина по теме: «Арктика и её освоение», Томск, 29 Мая-2 Июня 2017. – Томск: Изд-во ТПУ, 2017 – С. 240-242.

					Список публикаций	Лист
						123
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

10. Чехлов А. Н. Анализ путей повышения эффективности сооружения и эксплуатации магистрального нефтепровода в условиях распространения многолетнемерзлых грунтов // Трубопроводный транспорт углеводородов: материалы Всероссийской научно-практической конференции с международным участием, Омск, 28-29 Сентября 2017. – Омск: ОмГТУ, 2017 – С. 83-88.

11. Чехлов А. Н., Чухарева Н. В. Защита нефтепроводов в условиях распространения многолетнемерзлых грунтов // Деловой журнал Neftegaz.RU. – 2017 – №. 12. – С. 34-37.

					Список публикаций	Лист
						124
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

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. Юрченко А. А. Методика оценки пространственного положения трубопровода в условиях пучинистых грунтов : диссертация кандидата технических наук : 25.00.19. – Уфа, 2011. – 144 с.

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

4. Горковенко А. И. Основы теории расчета пространственного положения подземного трубопровода под влиянием сезонных процессов : диссертация доктора технических наук : 25.00.19. – Тюмень, 2006. – 305 с.

5. Худякова А. А. Совершенствование строительства нефтепроводов в северных регионах : диссертация кандидата технических наук : 25.00.19. – Уфа, 2010. – 305 с.

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

7. Карнаухов М. Ю. и др. Исследование процесса формирования эксплуатационного положения протяженных участков МГ Уренгой – Челябинск в сложных гидрогеологических условиях // Газовая промышленность. – 2015. – № 5. – С. 53-69.

8. Карнаухов М. Ю. Разработка методики мониторинга пространственного положения магистрального газопровода в сложных геологических условиях : диссертация кандидата технических наук : 25.00.19. – Тюмень, 2013. – 155 с.

					Анализ путей повышения эффективности сооружения и эксплуатации линейной части магистральных нефтепроводов в условиях распространения многолетнемерзлых грунтов			
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата				
Разраб.		Чехлов А.Н.			Список используемых источников	Лит.	Лист	Листов
Руковод.		Чухарева Н.В.					125	191
Консульт.						НИ ТПУ гр. 2БМ6А		
Рук-ль ООП		Бурков П.В.						

9. Шишкин И. В. Развитие методов оценки устойчивости газопроводов в многолетнемерзлых грунтах : диссертация кандидата технических наук : 25.00.19. – Ухта, 2014. – 159 с.

10. Губанок И. И. Разработка методов повышения надежности эксплуатации северных газопроводов : диссертация кандидата технических наук : 25.00.19. – М., 2005. – 218 с.

11. Шарыгин В. М. Разработка методов повышения устойчивости северных газопроводов : диссертация доктора технических наук : 25.00.19. – М., 2006. – 314 с.

12. Большаков А. М. и др. Непроектные положения газопроводов, проложенных подземным способом в районах многолетнемерзлых грунтов // Газовая промышленность. – 2014. – № 4. – С. 66-69.

13. Федоров Ю. Ю. и др. Мониторинг полимерных трубопроводов в зоне многолетнемерзлых пород // Газовая промышленность. – 2009. – № 2. – С. 31-32.

14. 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.

15. 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.

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

17. 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

					Список используемых источников	Лист
						126
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

технологии трубопроводного транспорта нефти и нефтепродуктов. – 2013. – № 4 – С. 6-11.

18. Бронников В. А. и др. Проблемы инженерно-геокриологического обеспечения магистрального нефтепровода ВСТО-1 и пути их решения // Инженерные изыскания. – 2014. – № 13-14. – С. 43-52.

19. Паздерин Д. С. Тепловое взаимодействие горячего подземного трубопровода с грунтом и сезонно-действующими охлаждающим устройствами // Нефтяное хозяйство. – 2014. – № 5. – С. 102-104.

20. Паздерин Д. С. Влияние глобального потепления на термостабилизацию грунтов основания заглубленного трубопровода в условиях многолетнемерзлых грунтов // Нефтяное хозяйство. – 2016. – № 7. – С. 106-108.

21. Примаков С. С. и др. О расчете теплообмена при проектировании конденсаторной части сезоннодействующего охлаждающего устройства // Нефтяное хозяйство. – 2013. – № 4. – С. 124-125.

22. Паздерин Д. С. Расчет ореола промерзания грунта вблизи двух сезоннодействующих охлаждающих устройств // Нефтяное хозяйство. – 2014. – № 2. – С. 20-21.

23. 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., 2013. – 122 с.

24. Радионова С. Г. и др. Совершенствование методов и средств прогнозных расчетов ореолов оттаивания, просадки и величины напряженно-деформированного состояния трубопроводов, проложенных в многолетнемерзлых грунтах // Наука и технологии трубопроводного транспорта нефти и нефтепродуктов. – 2016. – № 1. – С. 39-43.

25. Зотов М. Ю. и др. Опыт применения программных комплексов для расчета напряженно-деформированного состояния нефтепроводов, прокладываемых на вечномерзлых грунтах // Наука и технологии трубопроводного транспорта нефти и нефтепродуктов. – 2012. – № 2 – С. 61-65.

					Список используемых источников	Лист
						127
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

26. Гишкелюк И. А. и др. Прогнозирование оттаивания многолетнемерзлых грунтов вокруг подземного трубопровода большой протяженности // Наука и технологии трубопроводного транспорта нефти и нефтепродуктов. – 2015. – № 1 – С. 20-25.

27. Соколов С. М. и др. Определение напряженно-деформированного состояния трубопровода на переходе через границу между различными грунтами // Нефтяное хозяйство. – 2006. – № 5. – С. 127-129.

28. Примаков С. С. Растепляющее воздействие трубопровода на положение границы многолетнемерзлых грунтов в летний период // Нефтяное хозяйство. – 2010. – № 9. – С. 114-115.

29. Даниэлян Ю. С. и др. Влияние холодного трубопровода на продвижение границы многолетнемерзлых грунтов // Нефтяное хозяйство. – 2010. – № 2. – С. 106-108.

30. Суриков В. И. Система геотехнического мониторинга и безопасного управления магистральными нефтепроводами, проложенными в сложных природно-климатических условиях // Наука и технологии трубопроводного транспорта нефти и нефтепродуктов. – 2016. – № 2. – С. 20-23.

31. Эрмиш С. В. и др. Мониторинг пространственного положения трубопровода // Наука и технологии трубопроводного транспорта нефти и нефтепродуктов. – 2013. – № 4. – С. 56-58.

32. Васильев Г. Г. и др. Прокладка трубопроводов на многолетне мерзлых грунтах с использованием грунтовых модулей // Наука и технологии трубопроводного транспорта нефти и нефтепродуктов. – 2011. – № 3. – С. 12-17.

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

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

					Список используемых источников	Лист
						128
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

35. 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.

36. Смирнов В. В. Разработка методики контроля напряженно-деформированного состояния наземных магистральных нефтепроводов на многолетнемерзлых грунтах : диссертация кандидата технических наук : 25.00.19. – Тюмень, 2013. – 170 с.

37. Соколов С. М. и др. Расчет и проверка прочности наземных магистральных трубопроводов // Нефтяное хозяйство. – 2009. – № 6. – С. 86-90.

38. Кондратьев В. Г. и др. Первый опыт охлаждения массива многолетнемерзлых грунтов путем регулирования теплотоков через его поверхность // Наука и технологии трубопроводного транспорта нефти и нефтепродуктов. – 2016. – № 2 – С. 66-73.

39. Станиловская Ю. В. и др. Вероятностная оценка опасности полигонально-жильных льдов для трубопроводов // Наука и технологии трубопроводного транспорта нефти и нефтепродуктов. – 2013. – № 3 – С. 48-54.

40. Трубопроводная система «Восточная Сибирь – Тихий океан» / Официальный сайт ПАО «Транснефть» [Электронный ресурс]. – режим доступа к стр.: <https://www.transneft.ru/about/projects/realized/10020/> (дата обращения: 24.04.18).

41. Строительство магистрального нефтепровода «Заполярье - Пурпе» / Официальный сайт ПАО «Транснефть» [Электронный ресурс]. – режим доступа к стр.: <https://www.transneft.ru/about/projects/realized/stroitelstvo-magistralnogo-nefteprovoda-zapolyare/> (дата обращения: 24.04.18).

42. Строительство магистрального нефтепровода «Куюмба-Тайшет» / Официальный сайт ПАО «Транснефть» [Электронный ресурс]. – режим доступа к стр.: <https://www.transneft.ru/about/projects/realized/stroitelstvo-magistralnogo-nefteprovoda-kyumba/> (дата обращения: 24.04.18).

					Список используемых источников	Лист
						129
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

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

44. Марочник стали и сплавов [Электронный ресурс]. – режим доступа к стр.: <http://www.splav-kharkov.com> (дата обращения: 24.04.18).

45. СП 36.13330.2012 Магистральные трубопроводы. Актуализированная редакция СНиП 2.05.06-85* / Информационная система МЕГАНОРМ [Электронный ресурс]. – режим доступа к стр.: <http://meganorm.ru/Index2/1/4293794/4293794977.htm> (дата обращения: 24.04.18).

46. ОР 03.220.99-КТН-009-07 Регламент разработки технологических карт магистральных нефтепроводов ОАО «АК «Транснефть» / Информационная система МЕГАНОРМ [Электронный ресурс]. – режим доступа к стр.: <http://meganorm.ru/Index2/1/4294846/4294846469.htm> (дата обращения: 24.04.18).

47. ГОСТ 10704-91 Трубы стальные электросварные прямошовные. Сортамент / Информационная система МЕГАНОРМ [Электронный ресурс]. – режим доступа к стр.: <http://meganorm.ru/Index2/1/4294852/4294852689.htm> (дата обращения: 24.04.18).

48. ГОСТ 10705-80. Трубы стальные электросварные. Технические условия / Информационная система МЕГАНОРМ [Электронный ресурс]. – режим доступа к стр.: <http://meganorm.ru/Index2/1/4294852/4294852688.htm> (дата обращения: 24.04.18).

49. ГОСТ Р 51858-2002 Нефть. Общие технические условия / Информационная система МЕГАНОРМ [Электронный ресурс]. – режим доступа к стр.: <http://meganorm.ru/Index/3/3207.htm> (дата обращения: 24.04.18).

50. СП 20.13330.2011 Нагрузки и воздействия. Актуализированная редакция СНиП 2.01.07-85* / Информационная система МЕГАНОРМ [Электронный ресурс]. – режим доступа к стр.: <http://meganorm.ru/Index2/1/4293811/4293811025.htm> (дата обращения: 24.04.18).

					Список используемых источников	Лист
						130
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

51. СП 131.13330.2012 Строительная климатология. Актуализированная редакция СНиП 23-01-99* / Информационная система МЕГАНОРМ [Электронный ресурс]. – режим доступа к стр.: <http://meganorm.ru/Index2/1/4293788/4293788790.htm> (дата обращения: 24.04.18).

52. Жапбасбаев У. К. и др. Расчет оптимальной температуры перекачки для транспортировки нефти // Наука и технологии трубопроводного транспорта нефти и нефтепродуктов. – 2015. – № 4. – С. 61-65.

53. 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: 24.04.18).

54. Официальный сайт программного комплекса для тепловых расчетов грунтов Frost 3D Universal [Электронный ресурс]. – режим доступа к стр.: <http://frost3d.ru/> (дата обращения: 24.04.18).

55. Гишкелюк И. А. и др. Компьютерное 3D моделирование ореола оттаивания грунтов с повторно-жильными льдами вокруг нефтепровода // Трубопроводный транспорт: теория и практика. – 2013. – № 6. – С. 14-20.

56. Dauzhenka T. A. et al. Consistency of the Douglas – Rachford splitting algorithm for the sum of three nonlinear operators: application to the Stefan problem in permafrost soils // Applied and Computational Mathematics. – 2013. – № 2. – P. 100-108.

57. Примаков С. С. и др. Теплосиловое взаимодействие горячих подземных трубопроводов с многолетнемерзлыми грунтами // Нефтяное хозяйство. – 2013. – № 11. – С. 128-131.

58. Молчан Н. Э. и др. Анализ факторов, влияющих на значение коэффициента теплопередачи при перекачке нефти и нефтепродуктов // Вестник Астраханского государственного технического университета. – 2005. – № 6. – С. 260-264.

					Список используемых источников	Лист
						131
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

59. Разработка сметной документации: учебно-методическое пособие / О. П. Полякова, О. М. Шинковская. – Томск: Изд-во Том. гос. архит.-строит. ун-та, 2012. – 76с.

60. ТЕР 81-02-01-2001 Территориальные единичные расценки на строительные и специальные строительные работы. Ямало-Ненецкий автономный округ. Земляные работы / Информационная система МЕГАНОРМ [Электронный ресурс]. – режим доступа к стр.: <http://meganorm.ru/Index2/1/4293778/4293778009.htm> (дата обращения: 24.04.18).

61. ТЕР 81-02-05-2001 Территориальные единичные расценки на строительные и специальные строительные работы. Ямало-Ненецкий автономный округ. Свайные работы / Информационная система МЕГАНОРМ [Электронный ресурс]. – режим доступа к стр.: <http://meganorm.ru/Index2/1/4293778/4293778004.htm> (дата обращения: 24.04.18).

62. ТЕР 81-02-24-2001 Территориальные единичные расценки на строительные и специальные строительные работы. Ямало-Ненецкий автономный округ. Теплоснабжение и газопроводы – наружные сети / Информационная система МЕГАНОРМ [Электронный ресурс]. – режим доступа к стр.: <http://meganorm.ru/Index2/1/4293777/4293777988.htm> (дата обращения: 24.04.18).

63. ТССЦ-2001 Территориальные сметные цены на материалы, изделия и конструкции, применяемые в строительстве. Ямало-Ненецкий автономный округ / Информационная система МЕГАНОРМ [Электронный ресурс]. – режим доступа к стр.: <http://meganorm.ru/list2/63566-0.htm> (дата обращения: 24.04.18).

64. Номенклатура индивидуальных СОУ / Официальный сайт ООО «Ньюфрост» [Электронный ресурс]. – режим доступа к стр.: <http://newfrost.ru/production.html> (дата обращения: 24.04.18).

65. Постановление Правительства Ямало-Ненецкого автономного округа от 11.11.2016 № 1072-П «Об утверждении предельно допустимых индексов изменения сметной стоимости строительных, монтажных и ремонтно-строительных работ и номенклатурного сборника предельных отпускных и

					Список используемых источников	Лист
						132
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

сметных цен на строительные материалы, изделия, конструкции на IV квартал 2016 года» [Электронный ресурс]. – режим доступа к стр.: <http://base.garant.ru/46608814/> (дата обращения: 24.04.18).

66. МДС 81-25.2001 Методические указания по определению величины сметной прибыли в строительстве / Информационная система МЕГАНОРМ [Электронный ресурс]. – режим доступа к стр.: <http://meganorm.ru/Index2/1/4294848/4294848271.htm> (дата обращения: 24.04.18).

67. МДС 81-33.2004 Методические указания по определению величины накладных расходов в строительстве / Информационная система МЕГАНОРМ [Электронный ресурс]. – режим доступа к стр.: <http://meganorm.ru/Index2/1/4294814/4294814910.htm> (дата обращения: 24.04.18).

68. Годовой отчет ОАО «АК «Транснефть» за 2015 год [Электронный ресурс]. – режим доступа к стр.: http://www.transneft.ru/u/section_file/23752/godovoi_otchet_oao_ak_transneft_za_2015_god.pdf (дата обращения: 24.04.18).

69. 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.

70. ГОСТ 12.0.003-2015 ССБТ. Опасные и вредные производственные факторы. Классификация / Информационная система МЕГАНОРМ [Электронный ресурс]. – режим доступа к стр.: <http://meganorm.ru/Index2/1/4293754/4293754317.htm> (дата обращения: 24.04.18).

71. ГОСТ 12.1.004-91 ССБТ. Пожарная безопасность. Общие требования / Информационная система МЕГАНОРМ [Электронный ресурс]. – режим доступа к стр.: <http://meganorm.ru/Index2/1/4294852/4294852046.htm> (дата обращения: 24.04.18).

72. ГОСТ 12.1.005-88 ССБТ. Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны / Информационная система МЕГАНОРМ [Электронный ресурс]. – режим доступа к стр.: <http://meganorm.ru/Index2/1/4294852/4294852045.htm> (дата обращения: 24.04.18).

					Список используемых источников	Лист
						133
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

73. ГОСТ 12.1.008-76 ССБТ. Биологическая безопасность. Общие требования / Информационная система МЕГАНОРМ [Электронный ресурс]. – режим доступа к стр.: <http://meganorm.ru/Index1/4/4656.htm> (дата обращения: 24.04.18).

74. ГОСТ 12.1.010-76 ССБТ. Взрывобезопасность. Общие требования / Информационная система МЕГАНОРМ [Электронный ресурс]. – режим доступа к стр.: <http://meganorm.ru/Index2/1/4294852/4294852042.htm> (дата обращения: 24.04.18).

75. ГОСТ 12.2.011-2012 ССБТ. Машины строительные, дорожные и землеройные. Общие требования безопасности / Информационная система МЕГАНОРМ [Электронный ресурс]. – режим доступа к стр.: <http://meganorm.ru/Index/54/54858.htm> (дата обращения: 24.04.18).

76. ГОСТ 12.4.011-89 ССБТ. Средства защиты работающих. Общие требования и классификация / Информационная система МЕГАНОРМ [Электронный ресурс]. – режим доступа к стр.: <http://meganorm.ru/Index2/1/4294852/4294852005.htm> (дата обращения: 24.04.18).

77. СанПиН 2.2.2776-10 Гигиенические требования к оценке условий труда при расследовании случаев профессиональных заболеваний / Информационная система МЕГАНОРМ [Электронный ресурс]. – режим доступа к стр.: <http://meganorm.ru/Index1/60/60181.htm> (дата обращения: 24.04.18).

78. Постановление администрации Ямало-Ненецкого автономного округа от 28.01.1992 № 21 «О производственных работах на открытом воздухе в холодное время года на территории Ямало-Ненецкого автономного округа» [Электронный ресурс]. – режим доступа к стр.: <http://yao.regnews.org/doc/ke/g5.htm> (дата обращения: 24.04.18).

79. Федеральный закон от 10.01.2002 №7-ФЗ (ред. от 29.12.2015) «Об охране окружающей среды» / Информационная система МЕГАНОРМ [Электронный ресурс]. – режим доступа к стр.: <http://meganorm.ru/Index2/1/4294847/4294847255.htm> (дата обращения: 24.04.18).

					Список используемых источников	Лист
						134
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

80. Заикин И. А. и др. Методика оценки эколого-экономических последствий загрязнения земель нефтью и нефтепродуктами // Проблемы анализа риска. – 2005. – № 1 – С. 6-28.

81. Приказ Министерства труда и социальной защиты РФ от 19.07.2017 г. № 585н «Об утверждении профессионального стандарта «Работник по эксплуатации трубопроводов нефти и нефтепродуктов» / Информационная система МЕГАНОРМ [Электронный ресурс]. – режим доступа к стр.: <http://meganorm.ru/Index2/1/4293743/4293743980.htm> (дата обращения: 24.04.18).

82. Трудовой кодекс Российской Федерации (ред. 5.02.18) / Информационная система МЕГАНОРМ [Электронный ресурс]. – режим доступа к стр.: <http://meganorm.ru/Index2/1/4293830/4293830137.htm> (дата обращения: 24.04.18).

83. 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.

84. Иваницкая Е. В. Опыт мониторинга уникального трансаяскинского нефтепровода // Наука и технологии трубопроводного транспорта нефти и нефтепродуктов. – 2011. – № 1. – С. 96-101.

85. Jin H. J. Design and construction of a large-diameter crude oil pipeline in Northeastern China: A special issue on permafrost pipeline // Cold Regions Science and Technology. – 2010. – № 64. – P. 209-212.

86. Jin H. J. Permafrost and cold-region environmental problems of the oil product pipeline from Golmud to Lhasa on the Qinghai–Tibet Plateau and their mitigation // Cold Regions Science and Technology. – 2010. – № 64. – P. 279-288.

87. Wu Z. H. et al. Numerical modeling of stress and strain associated with the bending of an oil pipeline by a migrating pingo in the permafrost region of the northern Tibetan Plateau // Engineering Geology. – 2008. – № 96. – P. 62-77.

88. Zhang J. Y. et al. Long-term plate load tests in permafrost region on the Qinghai-Tibetan Plateau // Cold Regions Science and Technology. – 2017. – № 143. – P. 105-111.

					Список используемых источников	Лист
						135
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

ПРИЛОЖЕНИЕ А

Подраздел 1.3 Foreign experience

Студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ6А	Чехлов Александр Николаевич		

Консультант отделения ОНД :

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Чухарева Н. В.	к.х.н.		

Консультант – лингвист отделения ОИЯ :

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

1.3.1 Trans-Alaska pipeline system

On October of 1973, the Organization of Arab Petroleum Exporting Countries announced an oil embargo against the United States of America in retaliation for its support of Israel during the Yom Kippur War. This resulted in a great oil crisis, the price of gasoline increased significantly. One part of the answer was start construction of the main oil pipeline in Alaska, which should have ensured energy security of the United States of America. Features of the pipeline construction and operation are presented in the articles [83, 84].

The 48 inch pipeline has transported up to 334 thousand cubic meters per day (2.1 million barrels per day) at peak throughput and currently operates at about 111 thousand cubic meters per day (700 thousand barrels per day). Oil temperatures have ranged from 145 °F at the northern inlet to 45 °F at the southern outlet. Characteristic of the Trans-Alaska pipeline system is shown in table A1.

Table A1 – Characteristic of the Trans-Alaska pipeline system

Parameter name	Parameter value
Length of pipeline, km	1287
Diameter, mm	1220
Capacity, Mtpa	53
Oil temperature, °C	From 7 to 63

The Trans Alaska oil pipeline system crosses 800 mi of Alaska, from the Prudhoe Bay oil field on the Beaufort Sea to the marine terminal at the ice-free port of Valdez. Approximately 75% of the route consists of permafrost, transecting the full range of conditions from cold, deep and continuous in the north, discontinuous in the interior, and sporadic to frost-free in the south. Route map of the Trans-Alaska pipeline system is shown in figure A1.

The extent and nature of permafrost could not be known until route finding was completed and geotechnical information obtained. Over 5,000 soil borings (1 per 250 m on average) were conducted for characterization and testing of over 15,000 soil samples. Once this information was compiled, frozen and thawed locations could be identified and permafrost found along the route was characterized for engineering purposes as either cold, warm, stable, or unstable.

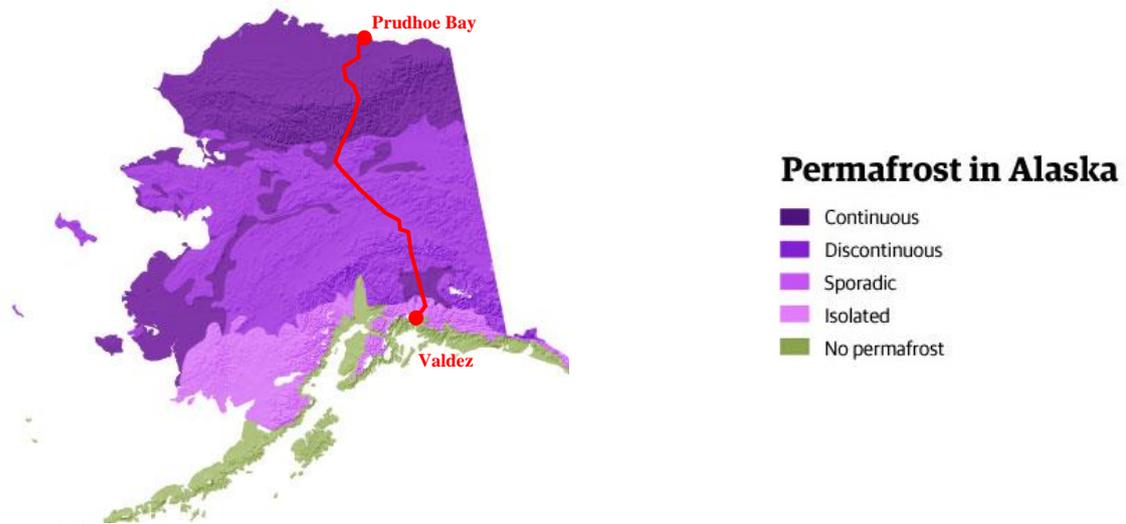


Figure A1 – Route map of the Trans-Alaska pipeline system

Permafrost north of the Brooks Range (northern 168 miles of the pipeline) was determined to be continuous and cold. The permafrost temperature on the North Slope is typically about minus 7 °C near the surface and extends to a depth of nearly 670 meters. South of the Brooks Range permafrost becomes discontinuous, and then sporadic with varied depth below the active layer. Temperatures below the active layer can be near the freezing point and assumed to be minus 0.3 °C for engineering purposes. Active layer depths vary depending on soil surface material and temperature, from several centimeters to several meters.

When oil was first discovered in economic quantities on the North Slope of Alaska in 1968, the pipeline design concept first envisioned consisted of a full length buried pipeline. The pipe itself was purchased assuming a completely buried design. As experts and engineers were engaged, it became clear that warm oil and unstable permafrost were not compatible. The true magnitude of engineering challenge to building a pipeline on permafrost emerged. Designing and building a pipeline across the harsh environment of Alaska has distinguished itself as one of the great engineering achievements of history. Many untried and innovative technical solutions were needed.

Three basic pipeline design modes were developed and applied depending on permafrost condition:

- conventional buried pipelines;

- above-ground pipeline construction;
- special insulated buried pipeline construction.

Buried pipeline construction mode was the preferred mode because it was less costly than others. The pipeline was buried where thawed or thaw stable ground was encountered. Burial depth averaged 1.5 m and ranged between 1 and 12 m. On the North Slope and through mountain passes, the pipeline was often routed along river floodplains because thawed or thaw stable sand and gravel could often be found to allow buried construction. A total of 380 mi or 48% of the Trans Alaska oil pipeline was constructed below ground.

The above-ground mode was used where unstable permafrost was encountered. This design avoids permafrost threats by completely bridging over it. The elegant zigzag configuration, with thermo-siphon radiators (heat-pipes) often protruding from support pilings visually distinguishes the Trans Alaska oil pipeline from all others. A total of 420 mi or 52% of the Trans Alaska oil pipeline was constructed above ground.

The above-ground support system is a unique component of the pipeline which allows it to bridge over unstable permafrost. Key system components include the zigzag configuration, intermediate pipeline supports, anchors, vertical support members, and heat-pipes. The zigzag configuration of the pipeline itself is designed to allow controlled pipe movement in response to temperature changes or seismic events. Intermediate supports spaced normally every 18 m provide vertical support. Anchors provide for controlled lateral and longitudinal movement and are spaced typically 550 m apart.

Intermediate supports consist of two vertical support members, which are designed to resist vertical loads in either up or down direction. Vertical support members depths vary between 5 to 15 m below ground surface with 11 m being the average. In warm permafrost, heat pipes are used to maintain a permanently frozen condition. Vertical support members with heat pipes are known as thermal vertical support members and make up about 80% of all used.

While the above-ground pipeline avoids most permafrost related risk by bridging over it, the buried pipeline must adapt to differential settlement of the pipeline caused by permafrost thawing. The long-term (30-year) thaw depth for buried pipeline was estimated to vary from 20 to 37 m depending on soil type and ice content. Frozen soils were not considered thaw stable if calculated thaw settlement exceeded about 30 cm.

Special design constraints dictated the burial of the pipeline at three locations with unstable permafrost which would normally employ an above-ground design. The above-ground mode was thought to interfere with wildlife migration and was not allowed. In this special buried mode, an insulated pipeline was designed with mechanical refrigeration to maintain frozen conditions below the pipe.

By 2008, the pipeline has operated for over 30 years, transporting nearly 2.5 billion cubic meters (16 billion barrels) of warm crude oil in a harsh, technically problematic, and fragile arctic environment. The lifetime operating reliability of the pipeline has been nearly 99%, with only 12 lifetime spills exceeding the 50-barrel definition. The remarkable success story of the Trans Alaska Oil pipeline system provides important lessons to those planning similar permafrost sensitive pipeline projects in the future.

1.3.2 China – Russia crude oil pipeline

The China – Russia crude oil pipeline was proposed as a spur line of the Siberia – Pacific oil pipeline system to supply crude oil for China from Siberia, Russia. Features of the pipeline construction and operation are presented in the article [85].

The pipeline is finalized at 32 inches in diameter and the designed annual throughput is 600 000 bpd of crude oil at the operation pressure of 8 MPa (occasionally to 10 MPa at certain portions) during the first term in 2010-2030. Most of the pipeline design and construction adopted a modified conventional burial at a nominal depth of 1.5 m. The estimated oil temperatures at the Mo'he Inlet will be about minus 6.4 to plus 3.6 °C, and the estimated temperatures of oil flows along the pipeline route will vary from minus 6 to plus 10 °C taking into account of abrasion

heating of oil flows along the pipe wall and temperature increase through pump stations. Characteristic of the China – Russia crude oil pipeline is shown in table A2.

Table A2 – Characteristic of the China – Russia crude oil pipeline

Parameter name	Parameter value
Length of pipeline, km	1030
Diameter, mm	813
Capacity, Mtpa	15
Oil temperature, °C	From minus 6 to plus 10

Three alternative routes were originally proposed for the China – Russia crude oil pipeline. The middle line was finally selected, which is almost straight from north to south from Mo'he at the southern bank of the Heilong – Amur River serving as the China – Russia border, to Daqing on the northern Songhua – Nen Rivers Plain. Route map of the China – Russia crude oil pipeline is shown in figure A2.



Figure A2 – Route map of the China – Russia crude oil pipeline

The routing adopted for the pipeline correctly traversed the permafrost zones as expeditiously as possible in a generally north to south direction in order to minimize the freezing/thawing problems. This was possible because, although inactive ice wedges were identified at similar latitudes in Northeastern China, the route survey and the historical data acquired had reported no near-surface buried ice wedges or lenses whose thawing might produce significant differential settlement over short distances and possible rupture of the pipeline.

The northern part of the China – Russia crude oil pipeline travels 441 km in the regions affected by the Xing'an-Baikal type of permafrost, which is characterized by largely latitudinal permafrost, better developed permafrost in the lower elevations such as intermontane basins and lowlands, strongly influenced by local factors, such as ground surface vegetative coverage of snow cover, forest and wetlands canopies,

and atmospheric temperature inversions. The warm permafrost accounts for 275 km, or about 62% of the permafrost zones along the pipeline route, and the ice-rich, warm permafrost accounts for 119 km, or about 27% of the permafrost zones along the pipeline route. The transition zones of isolated patchy and sporadic permafrost and taliks are as wide as 300 km, and 83 transitions of permafrost and seasonally frozen ground or taliks were identified. In addition, about 50 km of the pipeline needs to be buried in wetlands with marginal permafrost, and most of the pipeline route in permafrost regions is forested. In the south, the pipeline traverses 512 km of the areas affected by deep seasonally frozen ground in the piedmonts of the Da Xiang'anling Mountains and on the northern Songhua-Nen Rivers Plain, with rich fine-grained soils, generally high ground water tables, and frequently encountered wetlands. The route is subject to both winter and summer extremes of temperature, high winds and drifted snow, avalanches, and spring flooding conditions. Therefore, the geohazards resulting from (differential) frost heave and thaw settlement of the foundations soils of the pipeline and its associated infrastructures are very significant, and surveys, design, and construction of the China – Russia crude oil pipeline must be detailed in many aspects.

The pipe-soil interactions in thermal and mechanical/stress processes, and formation mechanisms for the frost heaving and thaw settlement under alternating oil temperature at a range of minus 6 to plus 10 °C were studied using the numerical models on the thermal and mechanical analyses and 1:8 scale laboratory tests. In the thermal analysis, the research investigated the distribution of oil flows along the pipeline route and during the next 50 years of operation, and its controlling or influencing factors, and the developing processes and trends of the frozen and thawed cylinders around the pipeline along the pipeline and during the next 50 years. The depths of freeze-thaw processes were studied and predicted for pipeline foundation soils of various combinations of ice/moisture contents and genetic types during the next 50 years. In the stress/strain analysis, the effective stress on the pipe surface and its changes due to the (differential) frost heaving and thaw settlement of soils surrounding the pipeline under various insulation configurations, oil pressures, pipe

wall thicknesses, and lengths of transition zones between the permafrost and taliks/seasonally frozen ground. The allowable and yield strains for the pipeline under (differential) deformations were studied in detail, and the proper mitigative measures were proposed and adopted, such as:

- pipe insulation;
- refilling with non-frost-susceptible soils;
- increase in the pipe wall thickness.

In order to adapt to the rapidly changing natural and engineering environments, the evolution, development, and future trends of permafrost and cold regions environments, the interactions of engineering infrastructures and frozen ground, as well as the impacts of human activities on the permafrost, need to be monitored and studied in greater detail. In addition, on the basis of the establishing long-term monitoring networks on the permafrost ecology and foundation soils in cold regions, including those on the thermal, moisture and stress/strain dynamics of the pipeline–soils systems, as well as the pipeline operating states and structural integrity, the geocryological studies in Northeastern China will be further deepened in many aspects.

1.3.3 Golmud – Lhasa oil product pipeline

The Golmud – Lhasa oil product pipeline is located closely parallel to the highway constructed 20 years earlier within the relatively narrow north – south engineering corridor crossing the treeless central area of the Qinghai – Tibet Plateau. Much of the corridor is at elevations exceeding 4500 m and high-elevation, generally warm permafrost is encountered in more than one-half of the length. Features of the pipeline construction and operation are presented in the articles [86-88].

The pipeline, transporting mostly diesel, motor and aviation fuels at ambient temperatures, is 159 mm in diameter, has a wall thickness of 6 mm and was buried in a trench at a nominal depth of between 1.2 and 1.4 m. The designed throughput is 90,000 tons of gasoline and 60,000 tons of diesels per year (about 5900 barrels per day assuming a specific gravity of 0.72 – 0.83 for oil products and for only 200 days a year). The designed maximum pressures of the oil are 6.27 – 10.0 MPa (about 900 –

1500 psi). The oil temperatures vary from minus 5 to plus 9 °C along the route in various seasons. Characteristic of the Golmud – Lhasa oil product pipeline is shown in table A3.

Table A3 – Characteristic of the Golmud – Lhasa oil product pipeline

Parameter name	Parameter value
Length of pipeline, km	1076
Diameter, mm	159
Capacity, Mtpa	0,15
Oil temperature, °C	From minus 3 to plus 9

Most of the engineering corridor traversed by the oil product pipeline is generally flat- lying and treeless until approaching Nagqu in the south. The landscape tends to be pastoral with short, hardy grasses, occasionally with patches of low (2 – 3 m) shrubs, significantly large areas of bare sands and gravels, and occasional areas of wetlands. The corridor is crossed by three significant east-west trending mountain ranges (the Kunlun, Tanggula and Nyainqên Tanglha) and impacted by four lesser groups of mountains (the Hoh Xil, Fenghuo, Kaixinling, and Taoerjiu). Route map of the Golmud – Lhasa oil product pipeline is shown in figure A3.

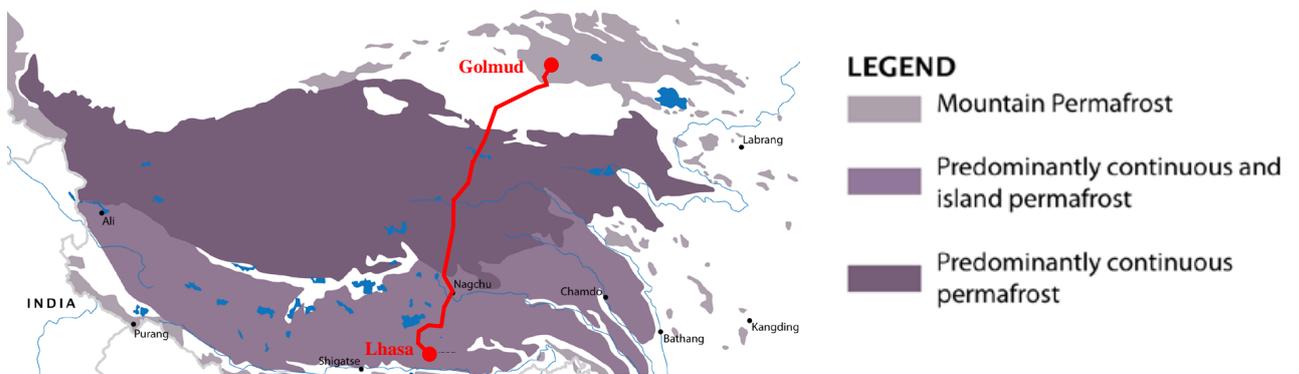


Figure A3 – Route map of the Golmud – Lhasa oil product pipeline

Approximately 560 km of the pipeline traversed areas of warm continuous, discontinuous, sporadic and patchy permafrost. The permafrost thicknesses are quite variable depending on the latitude, elevation, drainages of surface waters and the degrees of availability of near-surface moisture, ground vegetative cover, and the modifications to the surface by man. The measured thicknesses of permafrost vary from a few meters to about 120 m. Its average annual temperatures vary from 0 to

about minus 4 °C, depending to a degree on the average annual air temperatures, surface covers, and the soil moisture contents and thermal conductivities.

Continuous permafrost dominates in the region from the Kunlun Mountain Pass to Amdo, with intermittent occurrences of localized taliks due to the thermal influences from rivers, lakes and sand-dunes. In the continuous permafrost, large amounts of ground ice occur in fine-grained soils with adequate moisture supplies and in coarse-grained soils with sufficient proportions of fine-grains, such as in the valleys of the Tuotuo'he River and on the gentle slopes of the Tanggula Mountains. In the areas with isolated patches of permafrost and bedrock outcrops, such as in the Kunlun Mountains, and in the areas south of the Tanggula Mountains, permafrost is generally ice-poor or -medium. However, ice-rich permafrost occurs in fine-grained soils with significant contents of humus in the swamps and marshes.

Frost heaving and thaw settlement are two of the main causes of damage in the pipeline foundation engineering in permafrost regions. Due to the fluctuations of pipeline oil temperatures in response to seasonal variations of air temperatures and resultant oil temperatures of minus 5 to plus 9 °C, the climate warming and permafrost degradation have affected and will affect the stability of the pipeline system.

For example, comparative investigations at the Kunlun Mountain showed that there was already a thawed cylinder, 1.5-m in diameter, around the pipeline; whereas the maximum thaw depth is only 0.9 m in fine-grained soils under natural states. There are a large number of frost mounds in the Wuli area along the pipeline. The pipeline has been heaved up onto the surface, forming an arch with a maximum height of about 0.7 m over a ground surface length of 3.6 m. Therefore, the height of the largest pipeline bend is about 1.9 – 2.1 m because the nominal burial depths were 1.2 – 1.4 m. In summer, the higher oil temperatures periodically thaw permafrost, leading to significant (differential) thaw settlement as much as 0.4 to 1.0 m.

After a designed operation life of 25 years during which many repairs were made, the Golmud – Lhasa oil product pipeline was deemed necessary to extend its needed service for another 30 years. In the areas impacted by seasonally frozen

ground, the pipe nominal depth was increased to 1.4 – 1.6 m. These depths were supposed to be beneath the frost penetration depths. In the areas impacted by permafrost, the pipe was buried in the zone of weaker frost-heaving zone with relatively smaller frost-heaving force and soil moisture contents, and above the permafrost table. The pipeline rehabilitation affected about 235 km of permafrost regions, many segments had thick peat layers or frost-susceptive lacustrine sediments which were refilled with non-frost-susceptible soils.

With the rapid development of Tibetan economy and increasing oil and gas explorations and development on the Qinghai–Tibet Plateau, the needs for pipeline transport of oil and gas resources might increase. Oil pipelines may play a more important role in providing energy supplies for local economic development. Accidents of pipeline operations would significantly impact the cold-region ecological environments and social development. Frequent checks should be taken to ensure safe pipeline operation. Scheduled maintenance plans should be implemented to avoid some major accidents.

ПРИЛОЖЕНИЕ В

Промежуточные результаты расчета нефтепровода

Технологический режим $t_n = \blacksquare$ °C

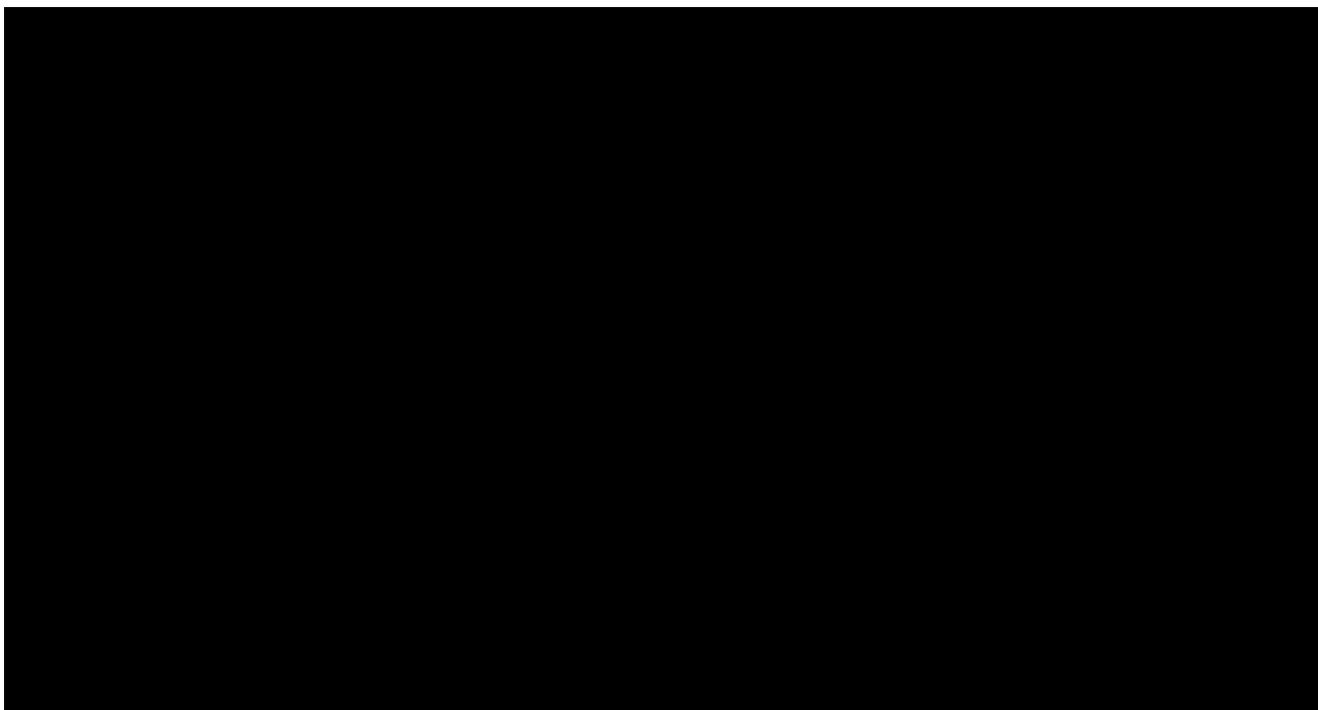


Рисунок В1 – Подземный нефтепровод без тепловой изоляции при $t_n = \blacksquare$ °C

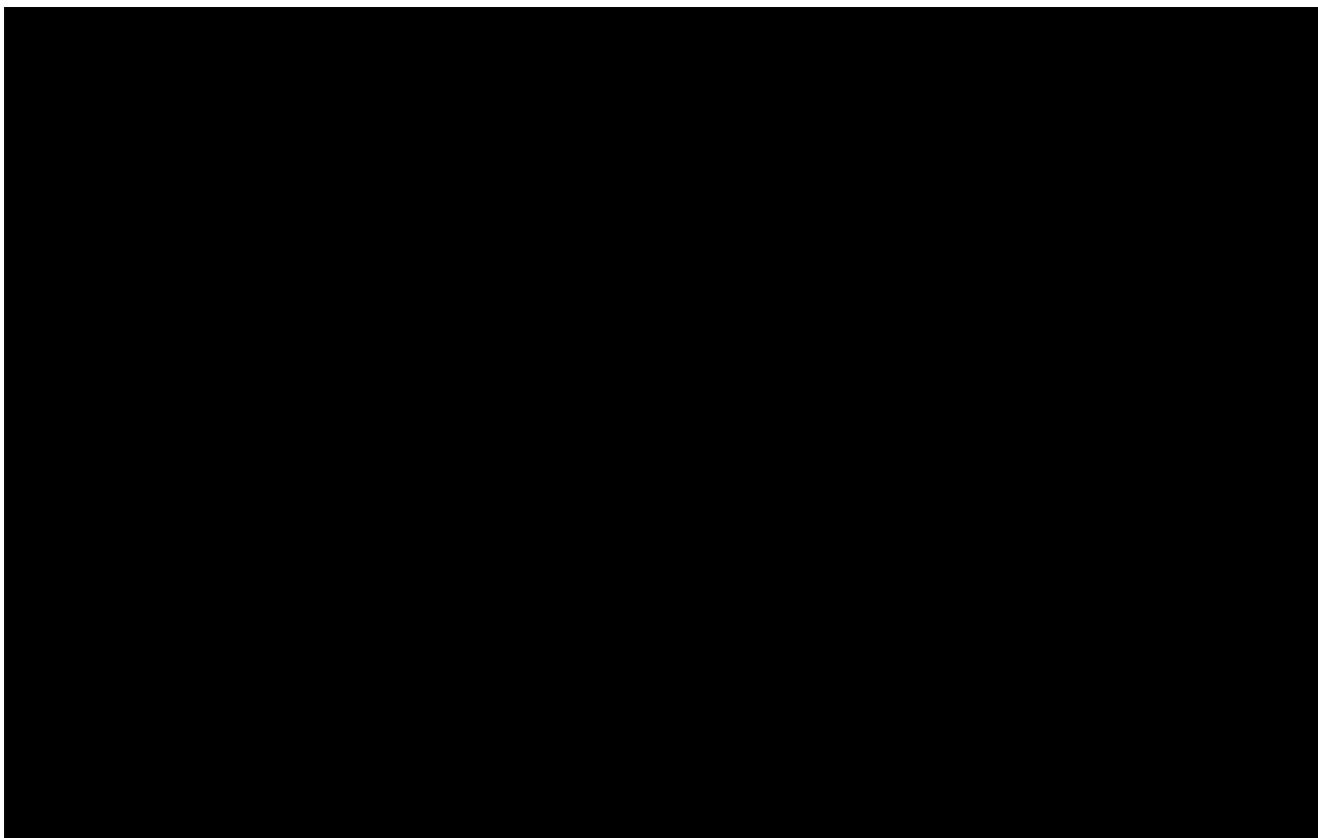


Рисунок В2 – Подземный нефтепровод с тепловой изоляцией при $t_n = \blacksquare$ °C

Рисунок В3 – Глубина замены льдистого грунта в основании траншеи при $t_n = \blacksquare$ °С

Таблица В1 – Варианты инженерной защиты нефтепровода при $t_n = \blacksquare$ °С

Номер участка	Допустимые варианты инженерной защиты (стоимость, млн руб.)	Оптимальный вариант инженерной защиты	Стоимость реализации оптимального варианта, млн руб.
1	Надземная прокладка ()	Подземная прокладка	■
	Подземная прокладка ()		
2	Надземная прокладка ()	Подземная прокладка с тепловой изоляцией	■
	Подземная прокладка с тепловой изоляцией ()		
3	Надземная прокладка ()	Подземная прокладка	■
	Подземная прокладка ()		
4	Надземная прокладка ()	Подземная прокладка с тепловой изоляцией + замена грунта на глубину ■ м	■
	Подземная прокладка с тепловой изоляцией + замена грунта на глубину ■ м ()		
5	Надземная прокладка ()	Подземная прокладка	■
	Подземная прокладка ()		
6	Надземная прокладка ()	Подземная прокладка с тепловой изоляцией + замена грунта на глубину ■ м	■
	Подземная прокладка с тепловой изоляцией + замена грунта на глубину ■ м ()		
7	Надземная прокладка ()	Подземная прокладка	■
	Подземная прокладка ()		
8	Надземная прокладка ()	Подземная прокладка с тепловой изоляцией	■
	Подземная прокладка с тепловой изоляцией ()		
9	Надземная прокладка ()	Подземная прокладка	■
	Подземная прокладка ()		
10	Надземная прокладка ()	Подземная прокладка с тепловой изоляцией + замена грунта на глубину ■ м	■
	Подземная прокладка с тепловой изоляцией + замена грунта на глубину ■ м ()		
11	Надземная прокладка ()	Подземная прокладка	■
	Подземная прокладка ()		
12	Надземная прокладка ()	Подземная прокладка с тепловой изоляцией	■
	Подземная прокладка с тепловой изоляцией ()		
13	Надземная прокладка ()	Подземная прокладка	■
	Подземная прокладка ()		

Продолжение таблицы В1

Номер участка	Допустимые варианты инженерной защиты (стоимость, млн руб.)	Оптимальный вариант инженерной защиты	Стоимость реализации оптимального варианта, млн руб.
33	Надземная прокладка ()	Подземная прокладка	■
	Подземная прокладка ()		
34	Надземная прокладка ()	Подземная прокладка с тепловой изоляцией + замена грунта на глубину ■ м	■
	Подземная прокладка с тепловой изоляцией + замена грунта на глубину ■ м ()		
35	Надземная прокладка ()	Подземная прокладка	■
	Подземная прокладка ()		
36	Надземная прокладка ()	Подземная прокладка с тепловой изоляцией + замена грунта на глубину ■ м	■
	Подземная прокладка с тепловой изоляцией + замена грунта на глубину ■ м ()		
37	Надземная прокладка ()	Подземная прокладка	■
	Подземная прокладка ()		
38	Надземная прокладка ()	Подземная прокладка с тепловой изоляцией	■
	Подземная прокладка с тепловой изоляцией ()		
39	Надземная прокладка ()	Подземная прокладка	■
	Подземная прокладка ()		
40	Надземная прокладка ()	Подземная прокладка с тепловой изоляцией + замена грунта на глубину ■ м	■
	Подземная прокладка с тепловой изоляцией + замена грунта на глубину ■ м ()		
41	Надземная прокладка ()	Подземная прокладка	■
	Подземная прокладка ()		
42	Надземная прокладка ()	Подземная прокладка с тепловой изоляцией	■
	Подземная прокладка с тепловой изоляцией ()		
43	Надземная прокладка ()	Подземная прокладка	■
	Подземная прокладка ()		
44	Надземная прокладка ()	Подземная прокладка с тепловой изоляцией + замена грунта на глубину ■ м	■
	Подземная прокладка с тепловой изоляцией + замена грунта на глубину ■ м ()		
45	Надземная прокладка ()	Подземная прокладка	■
	Подземная прокладка ()		
46	Надземная прокладка ()	Подземная прокладка с тепловой изоляцией + замена грунта на глубину ■ м	■
	Подземная прокладка с тепловой изоляцией + замена грунта на глубину ■ м ()		
47	Надземная прокладка ()	Подземная прокладка	■
	Подземная прокладка ()		
48	Надземная прокладка ()	Подземная прокладка с тепловой изоляцией	■
	Подземная прокладка с тепловой изоляцией ()		
49	Надземная прокладка ()	Подземная прокладка	■
	Подземная прокладка ()		
50	Надземная прокладка ()	Подземная прокладка с тепловой изоляцией + замена грунта на глубину ■ м	■
	Подземная прокладка с тепловой изоляцией + замена грунта на глубину ■ м ()		
51	Надземная прокладка ()	Подземная прокладка	■
	Подземная прокладка ()		
Затраты на меры инженерной защиты, млн руб.			■

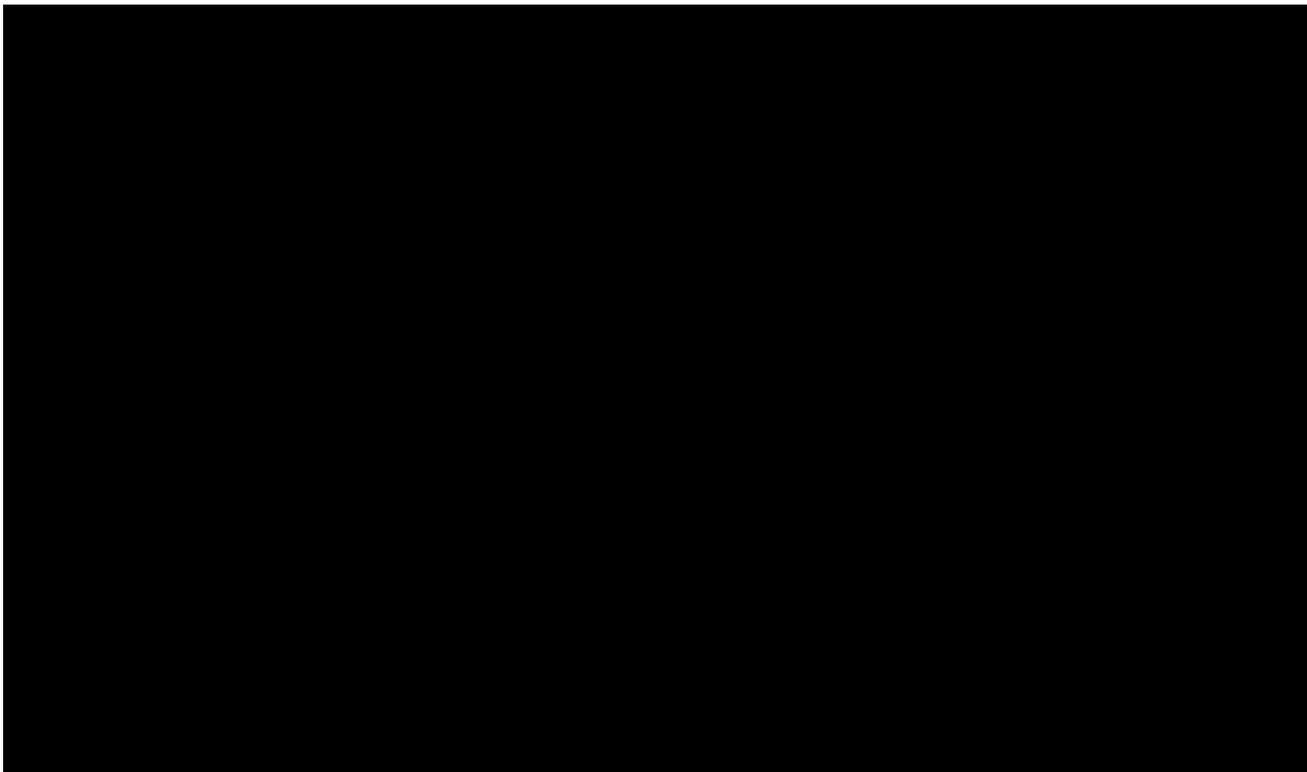


Рисунок В4 – Изменение температуры нефти при $t_n = \blacksquare$ °С

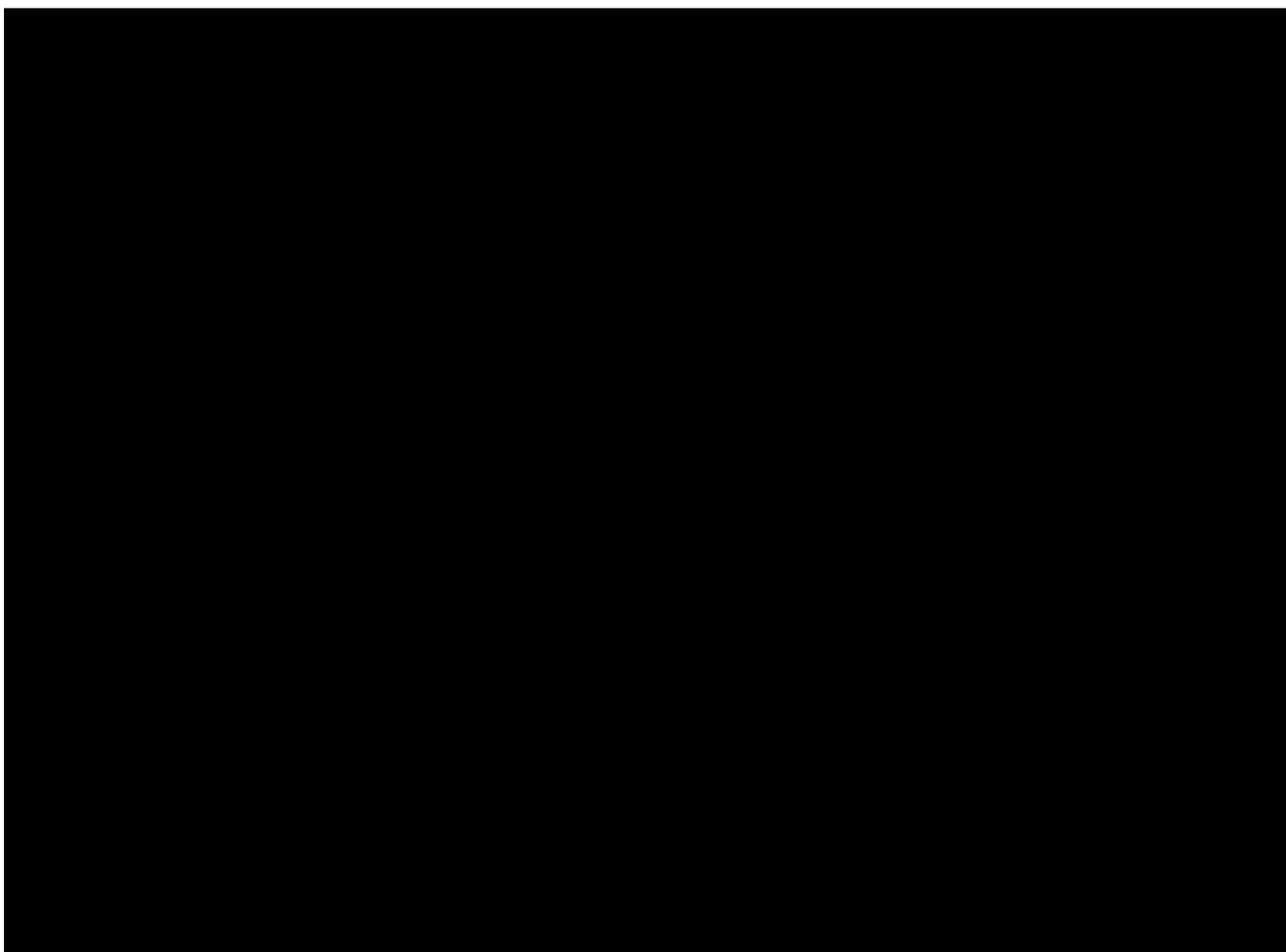


Рисунок В5 – Потери напора на трение при $t_n = \blacksquare$ °С

Технологический режим $t_n = \blacksquare \text{ } ^\circ\text{C}$

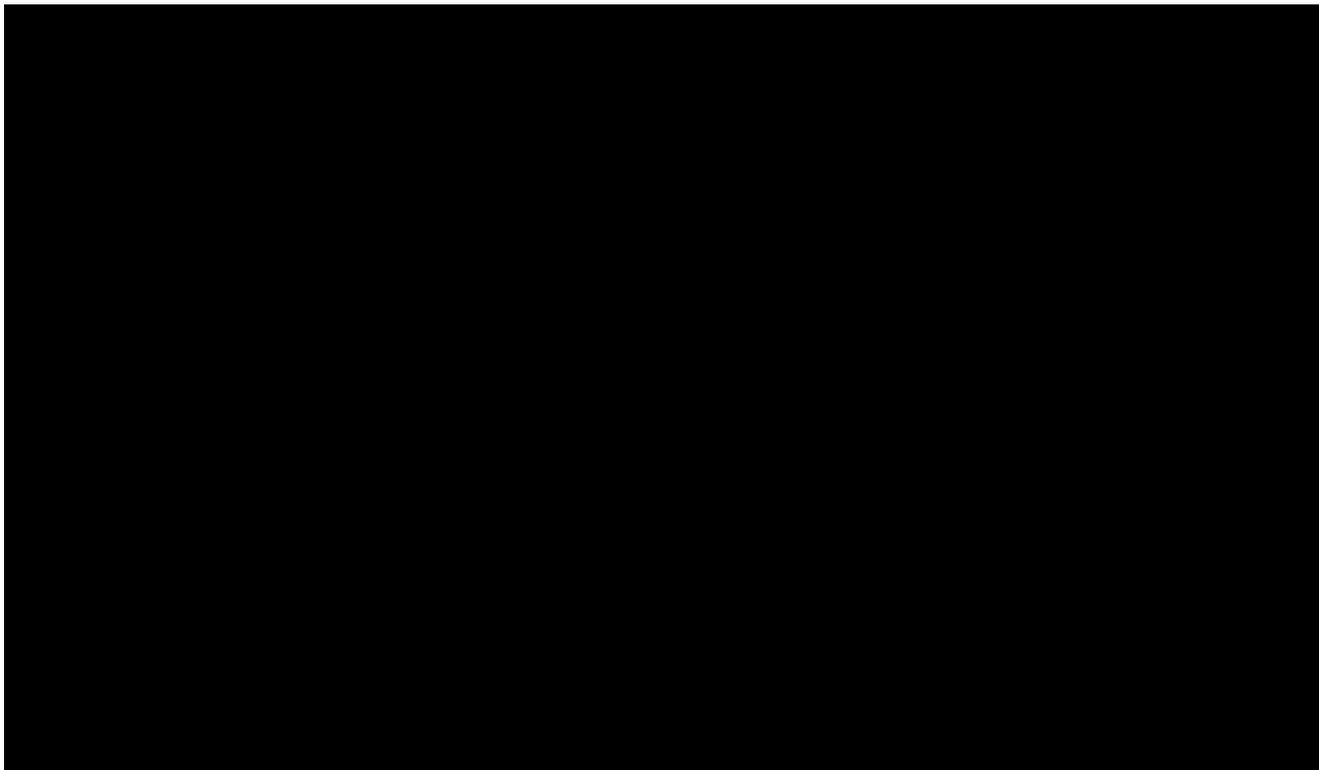


Рисунок В6 – Подземный нефтепровод без тепловой изоляции при $t_n = \blacksquare \text{ } ^\circ\text{C}$

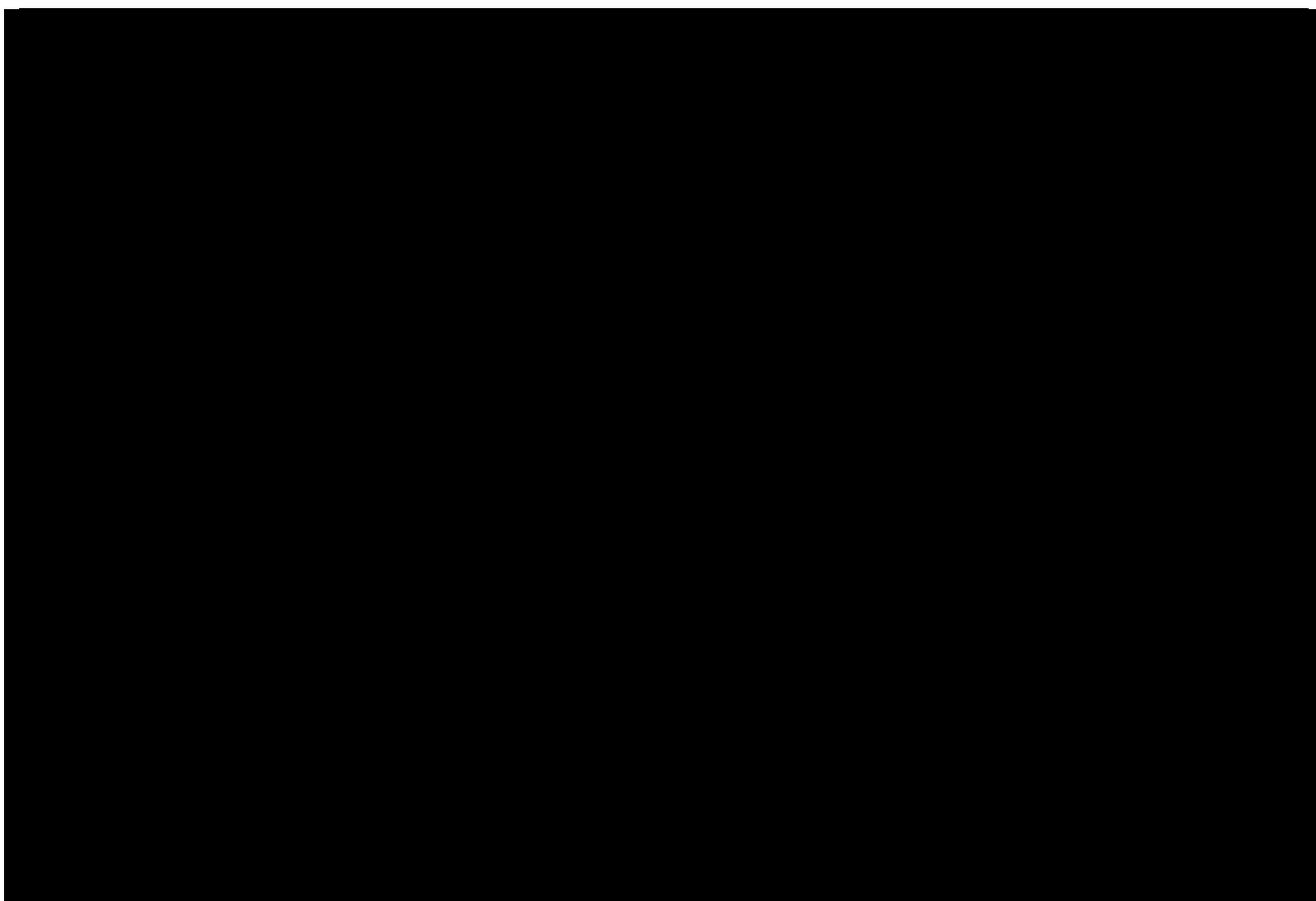


Рисунок В7 – Подземный нефтепровод с тепловой изоляцией при $t_n = \blacksquare \text{ } ^\circ\text{C}$

Рисунок В8 – Глубина замены льдистого грунта в основании траншеи при $t_n = \blacksquare$ °С

Таблица В2 – Варианты инженерной защиты нефтепровода при $t_n = \blacksquare$ °С

Номер участка	Допустимые варианты инженерной защиты (стоимость, млн руб.)	Оптимальный вариант инженерной защиты	Стоимость реализации оптимального варианта, млн руб.
1	Надземная прокладка ()	Подземная прокладка	■
	Подземная прокладка ()		
2	Надземная прокладка ()	Подземная прокладка с тепловой изоляцией + замена грунта на глубину ■ м	■
	Подземная прокладка с тепловой изоляцией + замена грунта на глубину ■ м ()		
3	Надземная прокладка ()	Подземная прокладка	■
	Подземная прокладка ()		
4	Надземная прокладка ()	Подземная прокладка с тепловой изоляцией + замена грунта на глубину ■ м	■
	Подземная прокладка с тепловой изоляцией + замена грунта на глубину ■ м ()		
5	Надземная прокладка ()	Подземная прокладка	■
	Подземная прокладка ()		
6	Надземная прокладка ()	Подземная прокладка с тепловой изоляцией + замена грунта на глубину ■ м	■
	Подземная прокладка с тепловой изоляцией + замена грунта на глубину ■ м ()		
7	Надземная прокладка ()	Подземная прокладка	■
	Подземная прокладка ()		
8	Надземная прокладка ()	Подземная прокладка с тепловой изоляцией	■
	Подземная прокладка с тепловой изоляцией ()		
9	Надземная прокладка ()	Подземная прокладка	■
	Подземная прокладка ()		
10	Надземная прокладка ()	Подземная прокладка с тепловой изоляцией + замена грунта на глубину ■ м	■
	Подземная прокладка с тепловой изоляцией + замена грунта на глубину ■ м ()		
11	Надземная прокладка ()	Подземная прокладка	■
	Подземная прокладка ()		
12	Надземная прокладка ()	Подземная прокладка с тепловой изоляцией + замена грунта на глубину ■ м	■
	Подземная прокладка с тепловой изоляцией + замена грунта на глубину ■ м ()		

Продолжение таблицы В2

Номер участка	Допустимые варианты инженерной защиты (стоимость, млн руб.)	Оптимальный вариант инженерной защиты	Стоимость реализации оптимального варианта, млн руб.
33	Надземная прокладка ()	Подземная прокладка	■
	Подземная прокладка ()		
34	Надземная прокладка ()	Подземная прокладка с тепловой изоляцией + замена грунта на глубину ■ м	■
	Подземная прокладка с тепловой изоляцией + замена грунта на глубину ■ м ()		
35	Надземная прокладка ()	Подземная прокладка	■
	Подземная прокладка ()		
36	Надземная прокладка ()	Подземная прокладка с тепловой изоляцией + замена грунта на глубину ■ м	■
	Подземная прокладка с тепловой изоляцией + замена грунта на глубину ■ м ()		
37	Надземная прокладка ()	Подземная прокладка	■
	Подземная прокладка ()		
38	Надземная прокладка ()	Подземная прокладка с тепловой изоляцией	■
	Подземная прокладка с тепловой изоляцией ()		
39	Надземная прокладка ()	Подземная прокладка	■
	Подземная прокладка ()		
40	Надземная прокладка ()	Подземная прокладка с тепловой изоляцией + замена грунта на глубину ■ м	■
	Подземная прокладка с тепловой изоляцией + замена грунта на глубину ■ м ()		
41	Надземная прокладка ()	Подземная прокладка	■
	Подземная прокладка ()		
42	Надземная прокладка ()	Подземная прокладка с тепловой изоляцией	■
	Подземная прокладка с тепловой изоляцией ()		
43	Надземная прокладка ()	Подземная прокладка	■
	Подземная прокладка ()		
44	Надземная прокладка ()	Подземная прокладка с тепловой изоляцией + замена грунта на глубину ■ м	■
	Подземная прокладка с тепловой изоляцией + замена грунта на глубину ■ м ()		
45	Надземная прокладка ()	Подземная прокладка	■
	Подземная прокладка ()		
46	Надземная прокладка ()	Подземная прокладка с тепловой изоляцией + замена грунта на глубину ■ м	■
	Подземная прокладка с тепловой изоляцией + замена грунта на глубину ■ м ()		
47	Надземная прокладка ()	Подземная прокладка	■
	Подземная прокладка ()		
48	Надземная прокладка ()	Подземная прокладка с тепловой изоляцией	■
	Подземная прокладка с тепловой изоляцией ()		
49	Надземная прокладка ()	Подземная прокладка	■
	Подземная прокладка ()		
50	Надземная прокладка ()	Подземная прокладка с тепловой изоляцией + замена грунта на глубину ■ м	■
	Подземная прокладка с тепловой изоляцией + замена грунта на глубину ■ м ()		
51	Надземная прокладка ()	Подземная прокладка	■
	Подземная прокладка ()		
Затраты на меры инженерной защиты, млн руб.			■

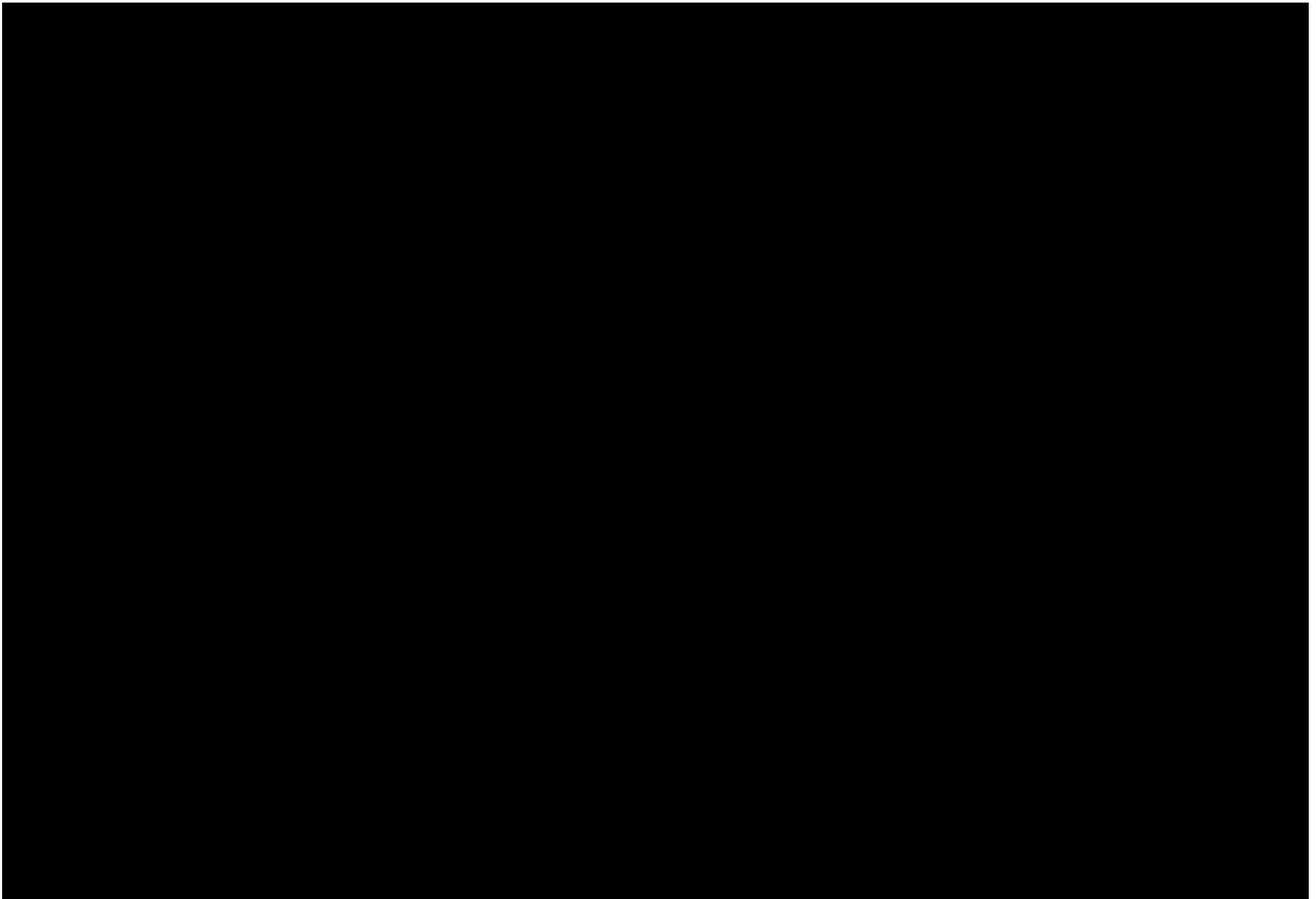


Рисунок В9 – Изменение температуры нефти при $t_n = \blacksquare$ °C

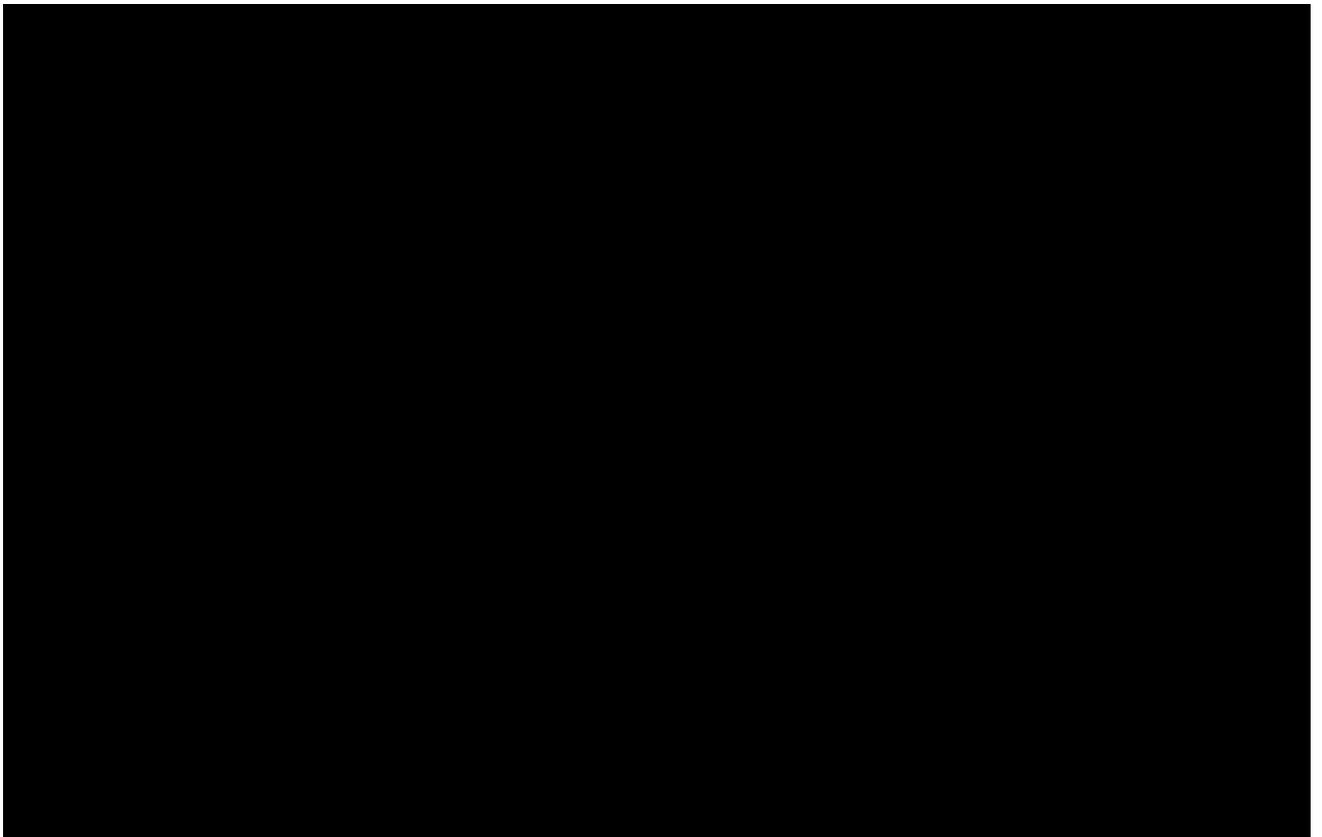


Рисунок В10 – Потери напора на трение при $t_n = \blacksquare$ °C

Технологический режим $t_n = \blacksquare \text{ } ^\circ\text{C}$

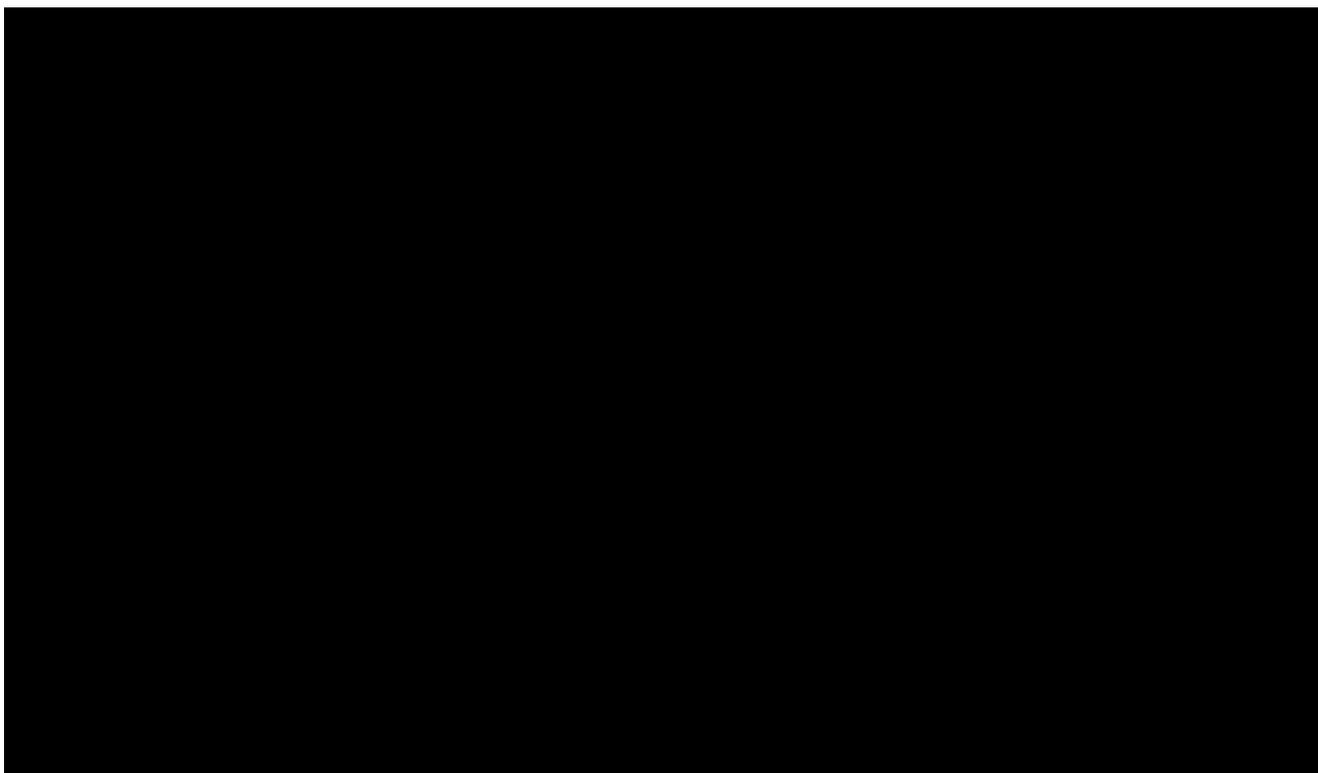


Рисунок В11 – Подземный нефтепровод без тепловой изоляции при $t_n = \blacksquare \text{ } ^\circ\text{C}$

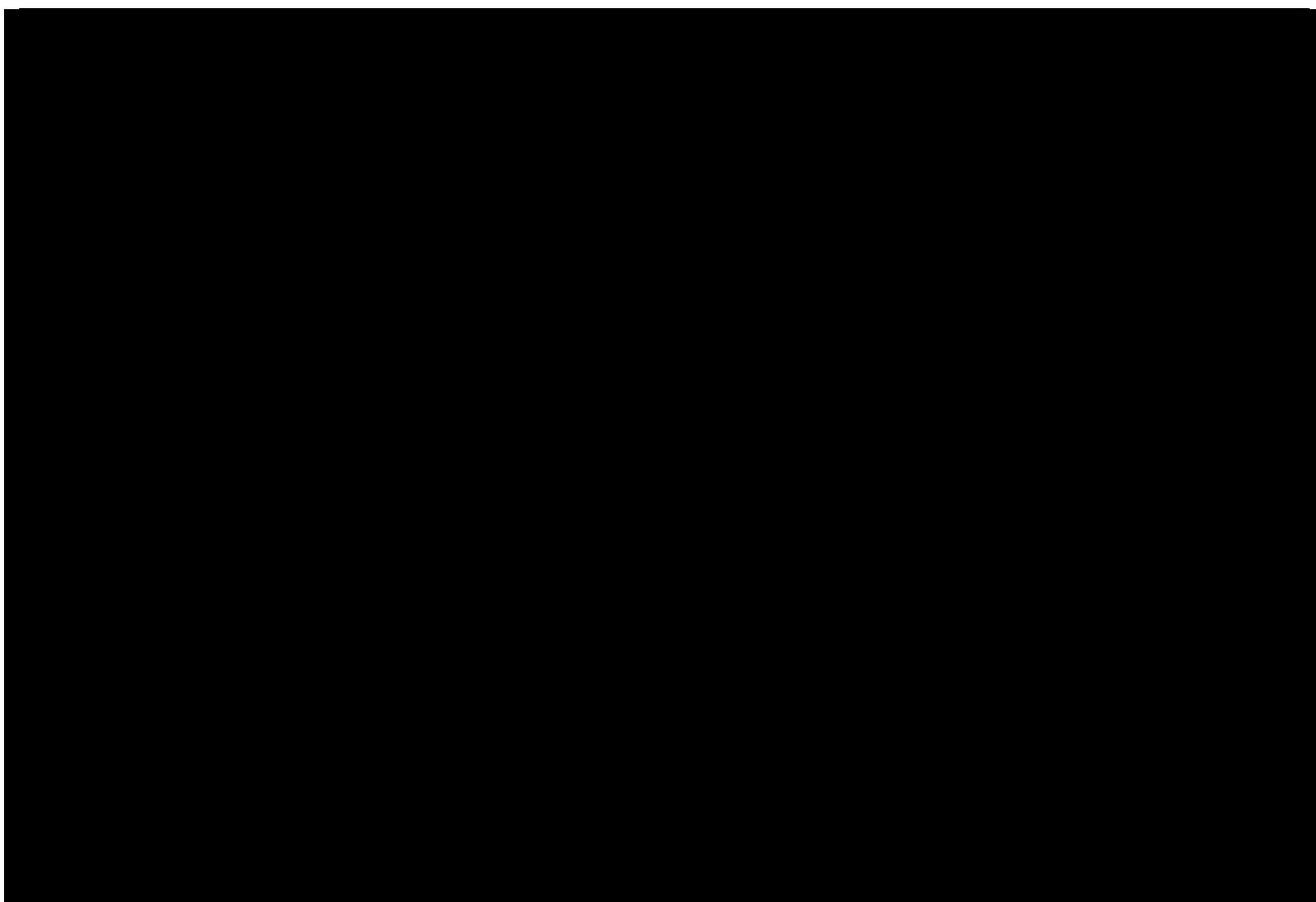


Рисунок В12 – Подземный нефтепровод с тепловой изоляцией при $t_n = \blacksquare \text{ } ^\circ\text{C}$

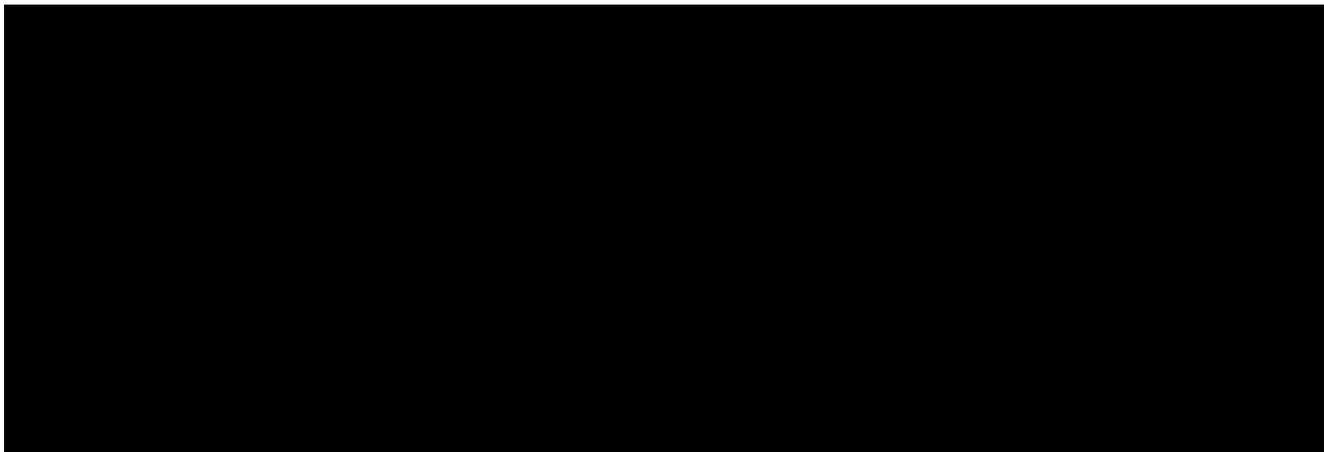


Рисунок В13 – Глубина замены льдистого грунта в основании траншеи при $t_n = \blacksquare \text{ } ^\circ\text{C}$

Таблица В3 – Варианты инженерной защиты нефтепровода при $t_n = \blacksquare \text{ } ^\circ\text{C}$

Номер участка	Допустимые варианты инженерной защиты (стоимость, млн руб.)	Оптимальный вариант инженерной защиты	Стоимость реализации оптимального варианта, млн руб.
1	Надземная прокладка ()	Подземная прокладка	■
	Подземная прокладка ()		
2	Надземная прокладка ()	Подземная прокладка с тепловой изоляцией + замена грунта на глубину ■ м	■
	Подземная прокладка с тепловой изоляцией + замена грунта на глубину ■ м ()		
3	Надземная прокладка ()	Подземная прокладка	■
	Подземная прокладка ()		
4	Надземная прокладка ()	Подземная прокладка с тепловой изоляцией + замена грунта на глубину ■ м	■
	Подземная прокладка с тепловой изоляцией + замена грунта на глубину ■ м ()		
5	Надземная прокладка ()	Подземная прокладка	■
	Подземная прокладка ()		
6	Надземная прокладка ()	Подземная прокладка с тепловой изоляцией + замена грунта на глубину ■ м	■
	Подземная прокладка с тепловой изоляцией + замена грунта на глубину ■ м ()		
7	Надземная прокладка ()	Подземная прокладка	■
	Подземная прокладка ()		
8	Надземная прокладка ()	Подземная прокладка с тепловой изоляцией + замена грунта на глубину ■ м	■
	Подземная прокладка с тепловой изоляцией + замена грунта на глубину ■ м ()		
9	Надземная прокладка ()	Подземная прокладка	■
	Подземная прокладка ()		
10	Надземная прокладка ()	Подземная прокладка с тепловой изоляцией + замена грунта на глубину ■ м	■
	Подземная прокладка с тепловой изоляцией + замена грунта на глубину ■ м ()		
11	Надземная прокладка ()	Подземная прокладка	■
	Подземная прокладка ()		
12	Надземная прокладка ()	Подземная прокладка с тепловой изоляцией + замена грунта на глубину ■ м	■
	Подземная прокладка с тепловой изоляцией + замена грунта на глубину ■ м ()		
13	Надземная прокладка ()	Подземная прокладка	■
	Подземная прокладка ()		

Продолжение таблицы В3

Номер участка	Допустимые варианты инженерной защиты (стоимость, млн руб.)	Оптимальный вариант инженерной защиты	Стоимость реализации оптимального варианта, млн руб.
33	Надземная прокладка ()	Подземная прокладка	■
	Подземная прокладка ()		
34	Надземная прокладка ()	Подземная прокладка с тепловой изоляцией + замена грунта на глубину ■ м ()	■
	Подземная прокладка с тепловой изоляцией + замена грунта на глубину ■ м ()		
35	Надземная прокладка ()	Подземная прокладка	■
	Подземная прокладка ()		
36	Надземная прокладка ()	Подземная прокладка с тепловой изоляцией + замена грунта на глубину ■ м ()	■
	Подземная прокладка с тепловой изоляцией + замена грунта на глубину ■ м ()		
37	Надземная прокладка ()	Подземная прокладка	■
	Подземная прокладка ()		
38	Надземная прокладка ()	Подземная прокладка с тепловой изоляцией	■
	Подземная прокладка с тепловой изоляцией ()		
39	Надземная прокладка ()	Подземная прокладка	■
	Подземная прокладка ()		
40	Надземная прокладка ()	Подземная прокладка с тепловой изоляцией + замена грунта на глубину ■ м ()	■
	Подземная прокладка с тепловой изоляцией + замена грунта на глубину ■ м ()		
41	Надземная прокладка ()	Подземная прокладка	■
	Подземная прокладка ()		
42	Надземная прокладка ()	Подземная прокладка с тепловой изоляцией + замена грунта на глубину ■ м ()	■
	Подземная прокладка с тепловой изоляцией + замена грунта на глубину ■ м ()		
43	Надземная прокладка ()	Подземная прокладка	■
	Подземная прокладка ()		
44	Надземная прокладка ()	Подземная прокладка с тепловой изоляцией + замена грунта на глубину ■ м ()	■
	Подземная прокладка с тепловой изоляцией + замена грунта на глубину ■ м ()		
45	Надземная прокладка ()	Подземная прокладка	■
	Подземная прокладка ()		
46	Надземная прокладка ()	Подземная прокладка с тепловой изоляцией + замена грунта на глубину ■ м ()	■
	Подземная прокладка с тепловой изоляцией + замена грунта на глубину ■ м ()		
47	Надземная прокладка ()	Подземная прокладка	■
	Подземная прокладка ()		
48	Надземная прокладка ()	Подземная прокладка с тепловой изоляцией	■
	Подземная прокладка с тепловой изоляцией ()		
49	Надземная прокладка ()	Подземная прокладка	■
	Подземная прокладка ()		
50	Надземная прокладка ()	Подземная прокладка с тепловой изоляцией + замена грунта на глубину ■ м ()	■
	Подземная прокладка с тепловой изоляцией + замена грунта на глубину ■ м ()		
51	Надземная прокладка ()	Подземная прокладка	■
	Подземная прокладка ()		
Затраты на меры инженерной защиты, млн руб.			■

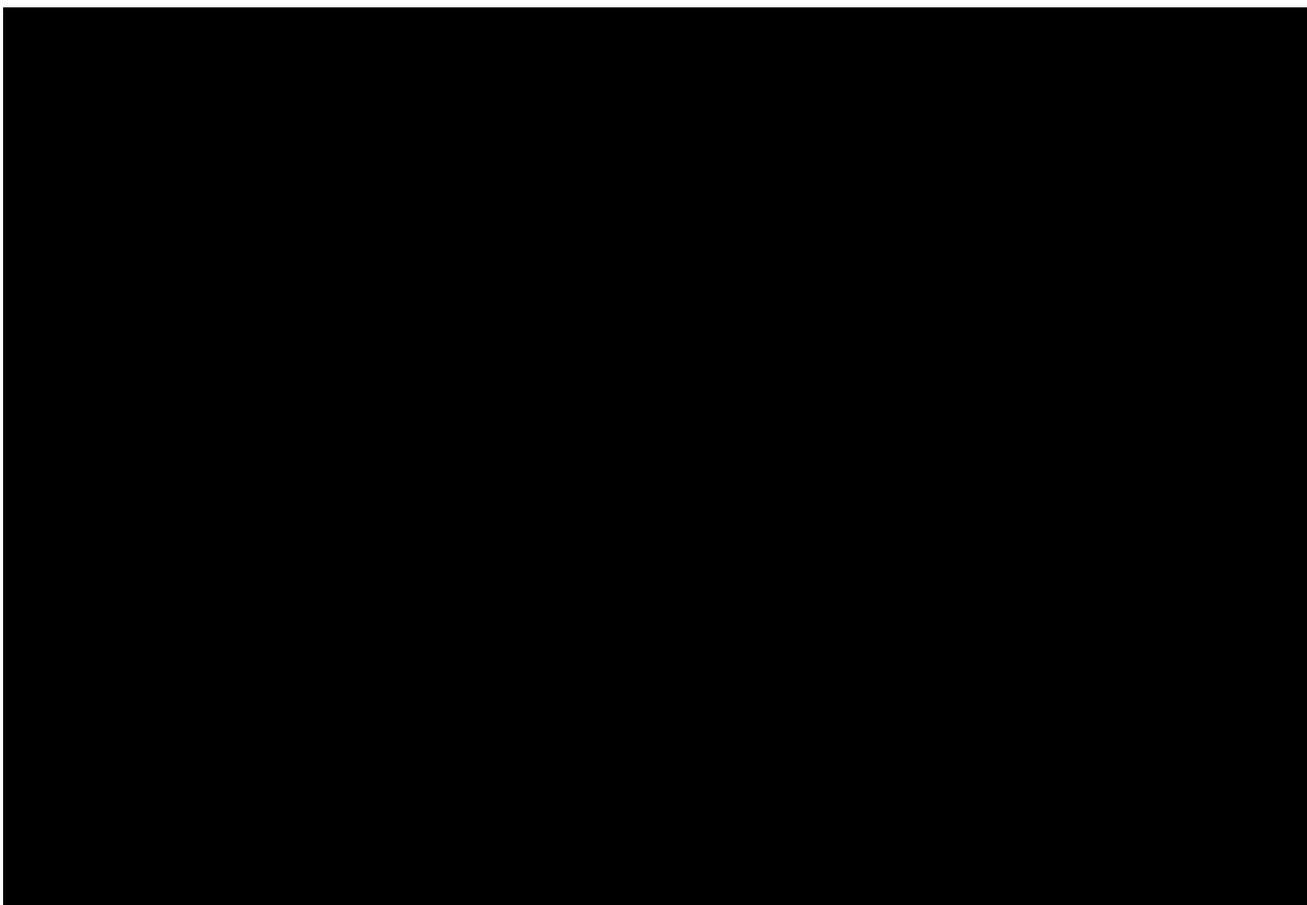


Рисунок В14 – Изменение температуры нефти при $t_n = [redacted] \text{ } ^\circ\text{C}$

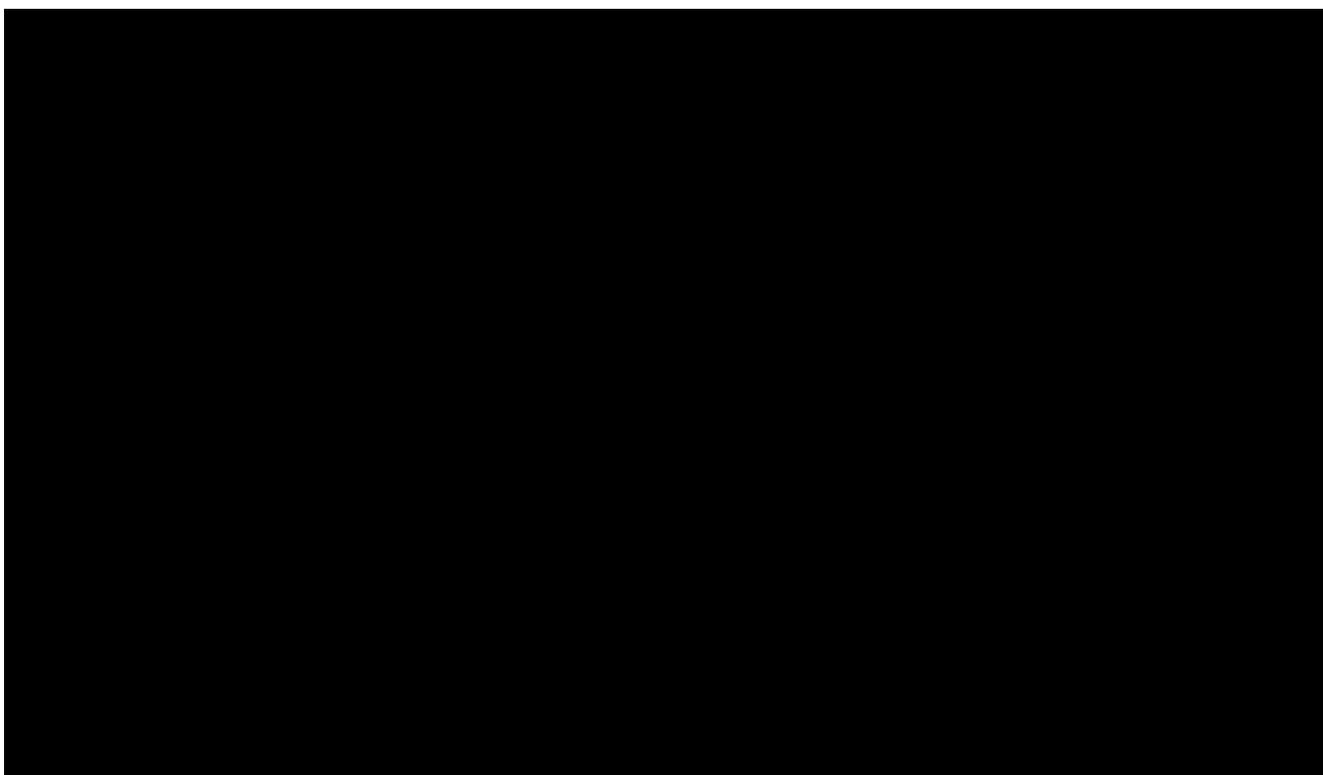


Рисунок В15 – Потери напора на трение при $t_n = [redacted] \text{ } ^\circ\text{C}$

Технологический режим $t_n = \blacksquare \text{ } ^\circ\text{C}$

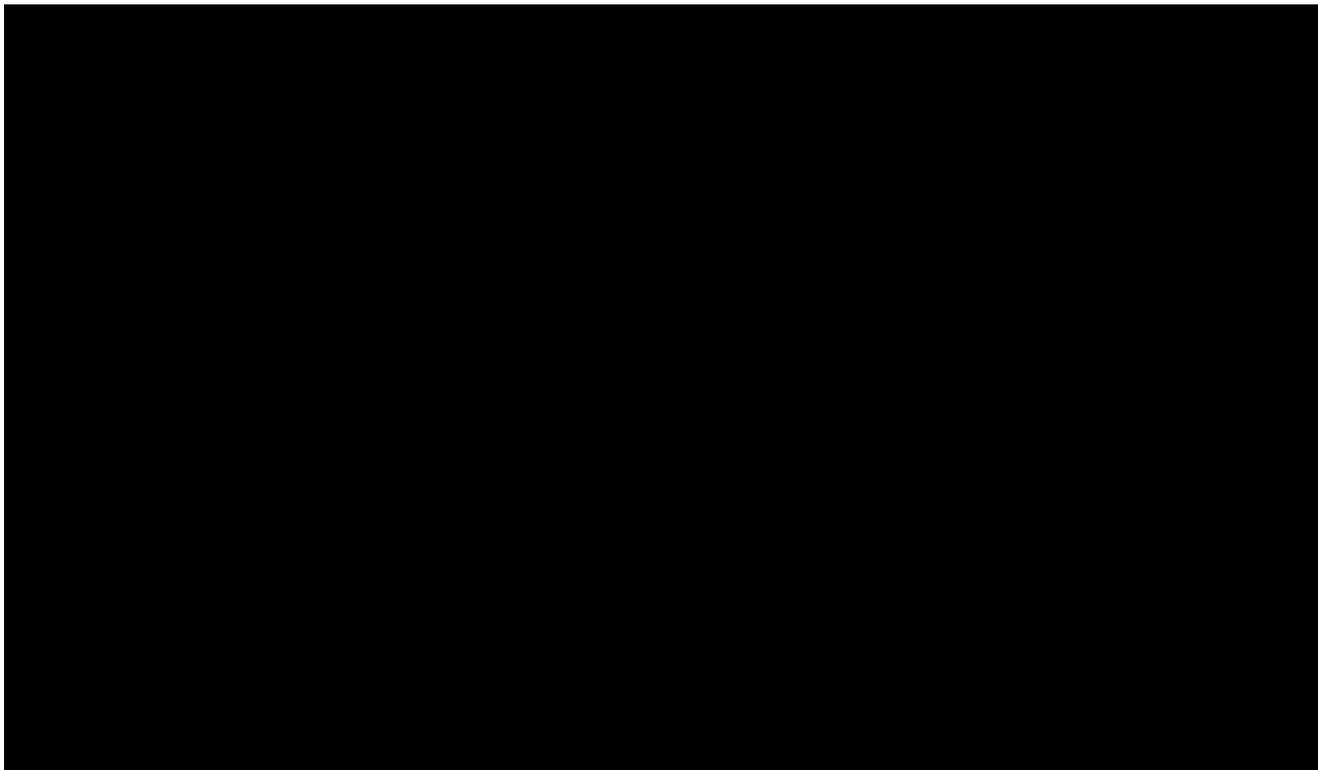


Рисунок В16 – Подземный нефтепровод без тепловой изоляции при $t_n = \blacksquare \text{ } ^\circ\text{C}$

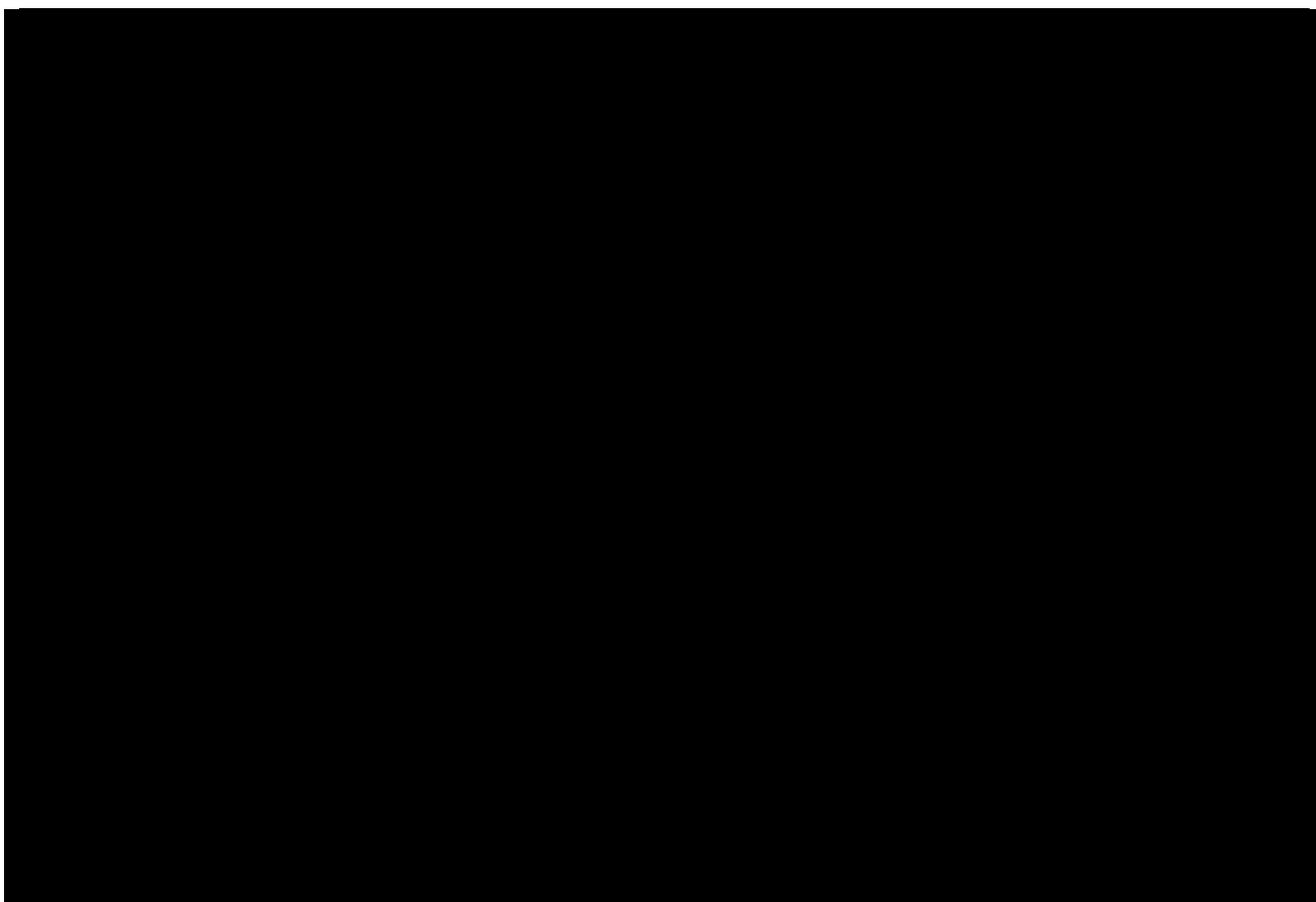


Рисунок В17 – Подземный нефтепровод с тепловой изоляцией при $t_n = \blacksquare \text{ } ^\circ\text{C}$

Рисунок В18 – Глубина замены льдистого грунта в основании траншеи при $t_n = \blacksquare$ °C

Таблица В4 – Варианты инженерной защиты нефтепровода при $t_n = \blacksquare$ °C

Номер участка	Допустимые варианты инженерной защиты (стоимость, млн руб.)	Оптимальный вариант инженерной защиты	Стоимость реализации оптимального варианта, млн руб.
1	Надземная прокладка ()	Подземная прокладка	■
	Подземная прокладка ()		
2	Надземная прокладка ()	Подземная прокладка с тепловой изоляцией + замена грунта на глубину ■ м	■
	Подземная прокладка с тепловой изоляцией + замена грунта на глубину ■ м ()		
3	Надземная прокладка ()	Подземная прокладка	■
	Подземная прокладка ()		
4	Надземная прокладка ()	Подземная прокладка с тепловой изоляцией + замена грунта на глубину ■ м	■
	Подземная прокладка с тепловой изоляцией + замена грунта на глубину ■ м ()		
5	Надземная прокладка ()	Подземная прокладка	■
	Подземная прокладка ()		
6	Надземная прокладка ()	Подземная прокладка с тепловой изоляцией + замена грунта на глубину ■ м	■
	Подземная прокладка с тепловой изоляцией + замена грунта на глубину ■ м ()		
7	Надземная прокладка ()	Подземная прокладка	■
	Подземная прокладка ()		
8	Надземная прокладка ()	Подземная прокладка с тепловой изоляцией + замена грунта на глубину ■ м	■
	Подземная прокладка с тепловой изоляцией + замена грунта на глубину ■ м ()		
9	Надземная прокладка ()	Подземная прокладка	■
	Подземная прокладка ()		
10	Надземная прокладка ()	Подземная прокладка с тепловой изоляцией + замена грунта на глубину ■ м	■
	Подземная прокладка с тепловой изоляцией + замена грунта на глубину ■ м ()		
11	Надземная прокладка ()	Подземная прокладка	■
	Подземная прокладка ()		
12	Надземная прокладка ()	Подземная прокладка с тепловой изоляцией + замена грунта на глубину ■ м	■
	Подземная прокладка с тепловой изоляцией + замена грунта на глубину ■ м ()		

Продолжение таблицы В4

Номер участка	Допустимые варианты инженерной защиты (стоимость, млн руб.)	Оптимальный вариант инженерной защиты	Стоимость реализации оптимального варианта, млн руб.
50	Надземная прокладка (■)	Подземная прокладка с тепловой изоляцией + замена грунта на глубину ■ м	■
	Подземная прокладка с тепловой изоляцией + замена грунта на глубину ■ м (■)		
51	Надземная прокладка (■)	Подземная прокладка	■
	Подземная прокладка (■)		
Затраты на меры инженерной защиты, млн руб.			■

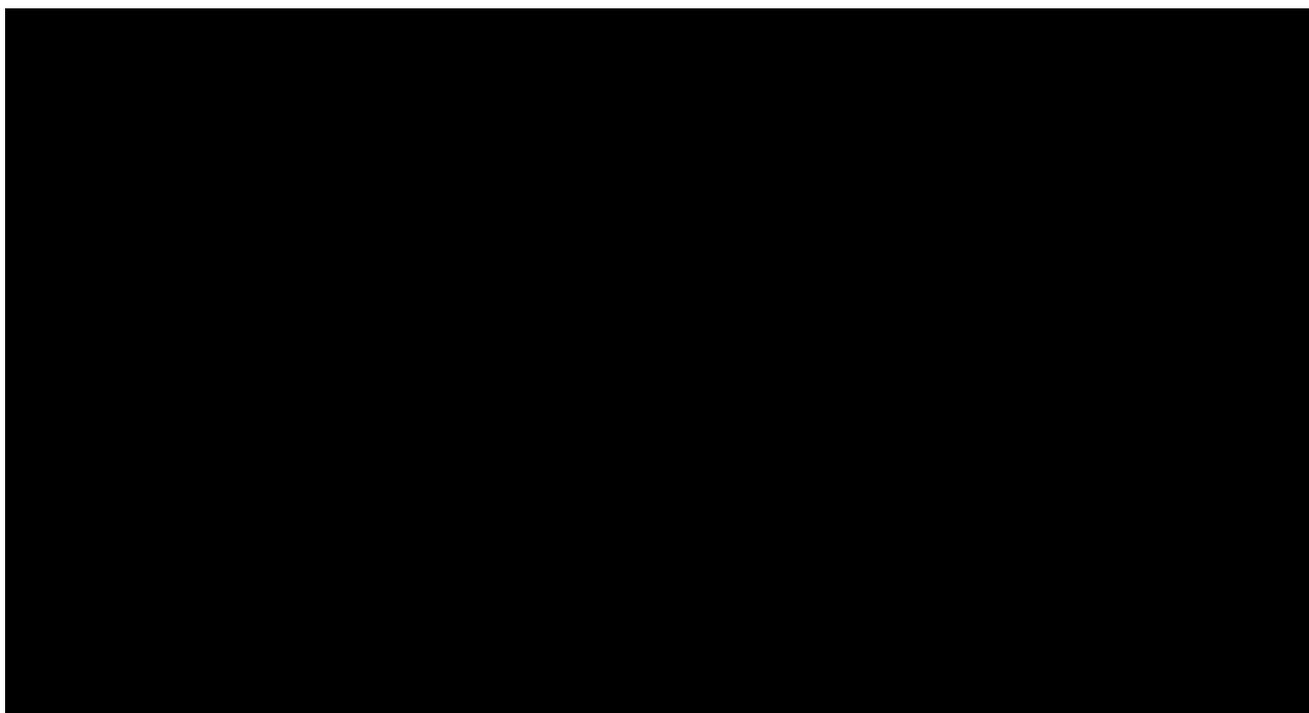


Рисунок В19 – Изменение температуры нефти при $t_n = \blacksquare$ °С

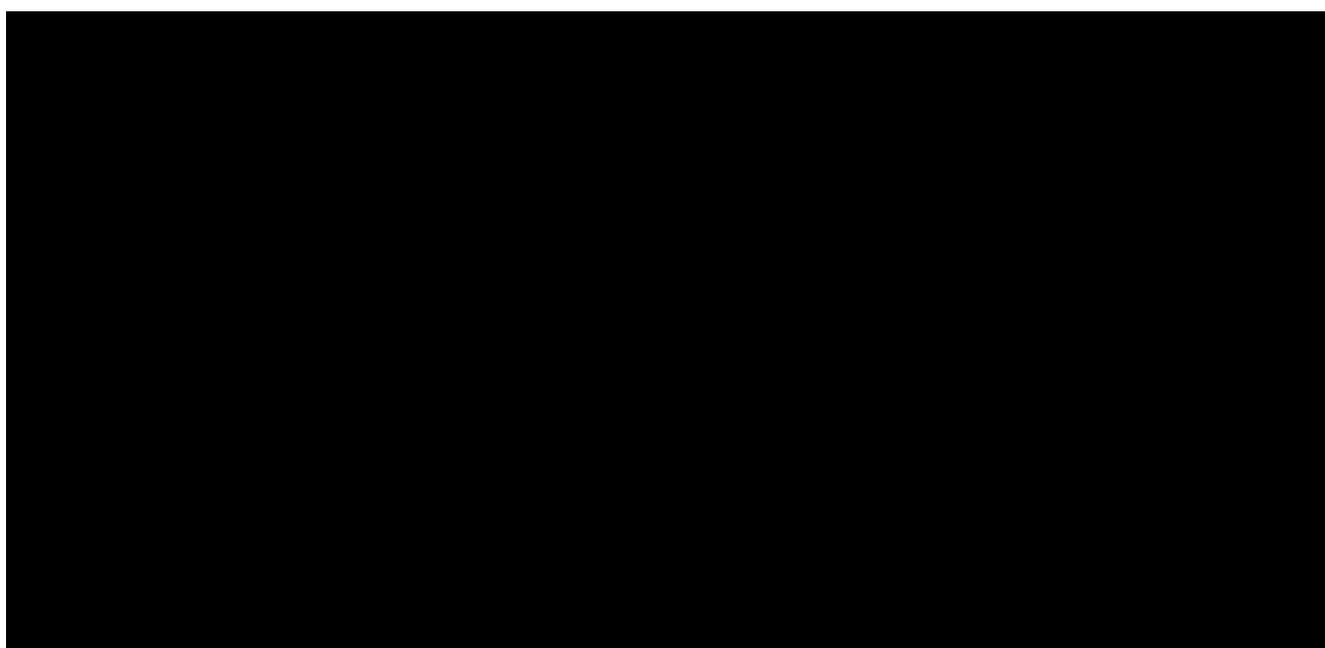


Рисунок В20 – Потери напора на трение при $t_n = \blacksquare$ °С

Технологический режим $t_n = \blacksquare$ °C

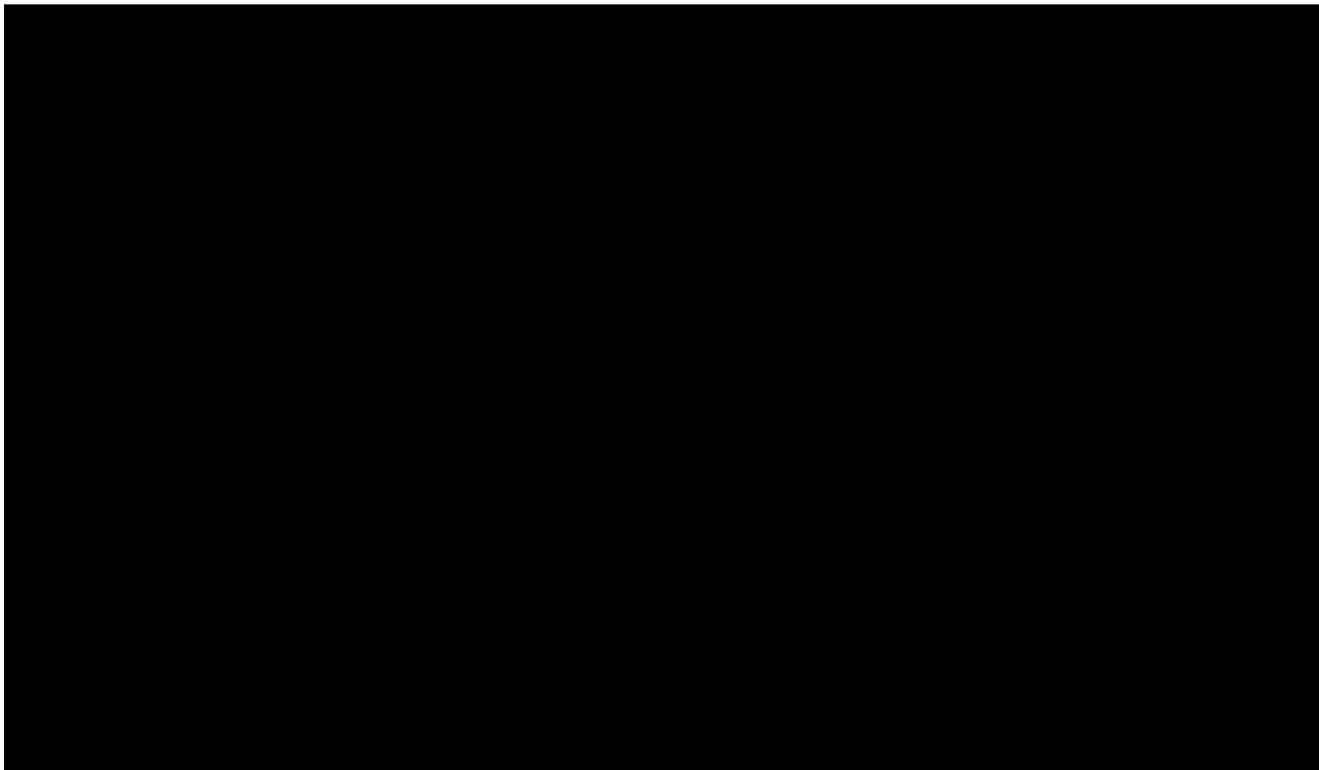


Рисунок В21 – Подземный нефтепровод без тепловой изоляции при $t_n = \blacksquare$ °C

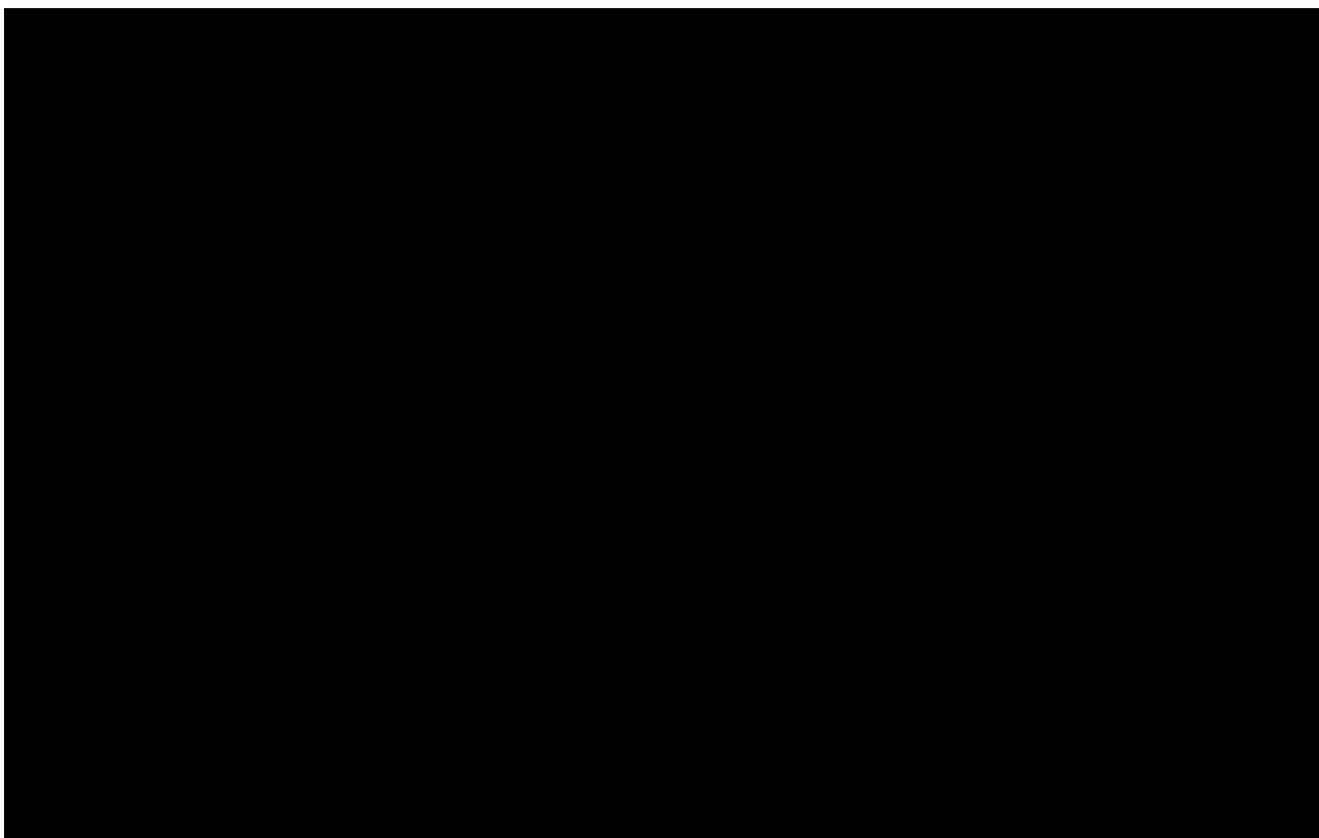


Рисунок В22 – Подземный нефтепровод с тепловой изоляцией при $t_n = \blacksquare$ °C

Рисунок В23 – Глубина замены льдистого грунта в основании траншеи при $t_n = \blacksquare$ °С

Таблица В5 – Варианты инженерной защиты нефтепровода при $t_n = \blacksquare$ °С

Номер участка	Допустимые варианты инженерной защиты (стоимость, млн руб.)	Оптимальный вариант инженерной защиты	Стоимость реализации оптимального варианта, млн руб.
1	Надземная прокладка ()	Подземная прокладка	■
	Подземная прокладка ()		
2	Надземная прокладка ()	Подземная прокладка с тепловой изоляцией + замена грунта на глубину ■ м	■
	Подземная прокладка с тепловой изоляцией + замена грунта на глубину ■ м ()		
3	Надземная прокладка ()	Подземная прокладка	■
	Подземная прокладка ()		
4	Надземная прокладка ()	Надземная прокладка	■
5	Надземная прокладка ()	Подземная прокладка	■
	Подземная прокладка ()		
6	Надземная прокладка ()	Надземная прокладка	■
7	Надземная прокладка ()	Подземная прокладка	■
	Подземная прокладка ()		
8	Надземная прокладка ()	Подземная прокладка с тепловой изоляцией + замена грунта на глубину ■ м	■
	Подземная прокладка с тепловой изоляцией + замена грунта на глубину ■ м ()		
9	Надземная прокладка ()	Подземная прокладка	■
	Подземная прокладка ()		
10	Надземная прокладка ()	Подземная прокладка с тепловой изоляцией + замена грунта на глубину ■ м	■
	Подземная прокладка с тепловой изоляцией + замена грунта на глубину ■ м ()		
11	Надземная прокладка ()	Подземная прокладка	■
	Подземная прокладка ()		
12	Надземная прокладка ()	Подземная прокладка с тепловой изоляцией + замена грунта на глубину ■ м	■
	Подземная прокладка с тепловой изоляцией + замена грунта на глубину ■ м ()		
13	Надземная прокладка ()	Подземная прокладка	■
	Подземная прокладка ()		
14	Надземная прокладка ()	Подземная прокладка с тепловой изоляцией + замена грунта на глубину ■ м	■
	Подземная прокладка с тепловой изоляцией + замена грунта на глубину ■ м ()		



Рисунок В24 – Изменение температуры нефти при $t_n = \blacksquare$ °С

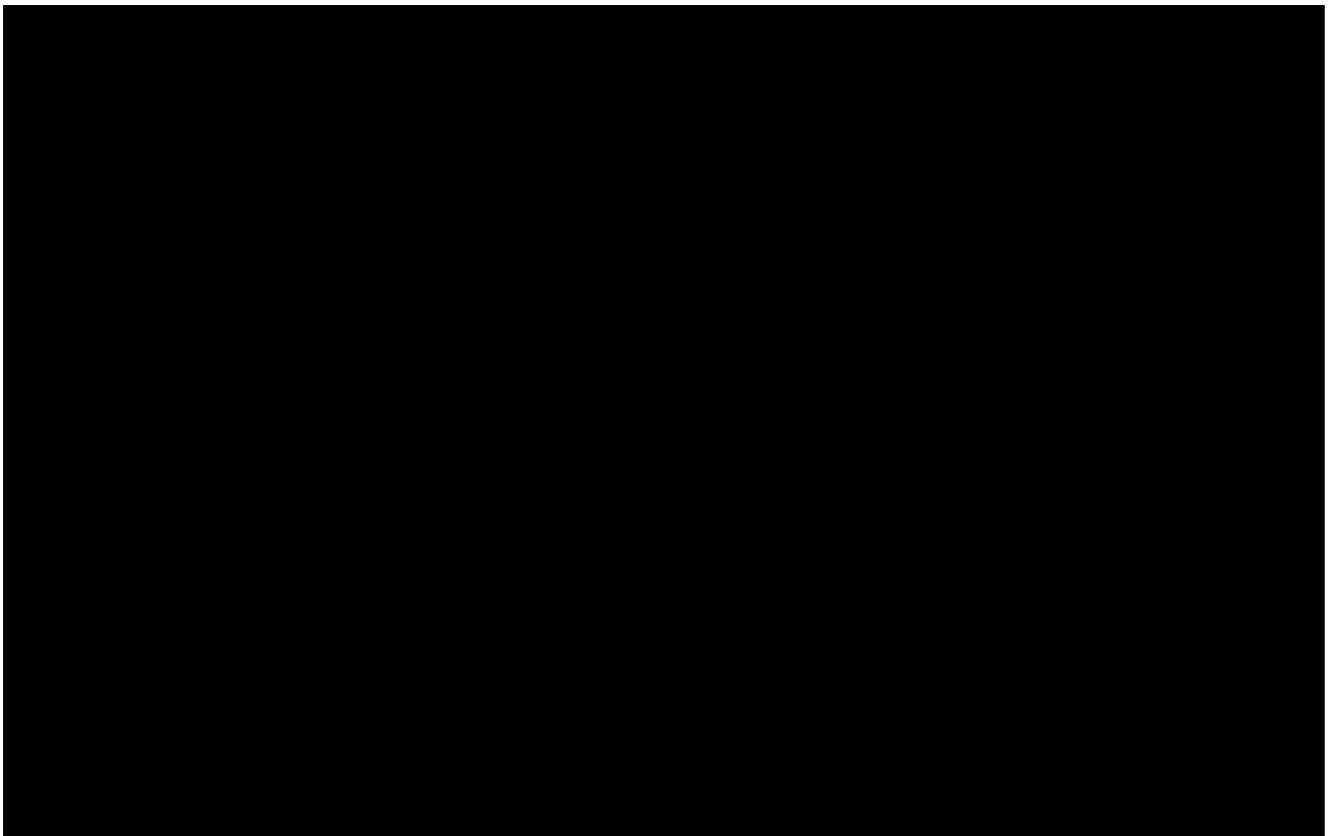


Рисунок В25 – Потери напора на трение при $t_n = \blacksquare$ °С

Технологический режим $t_n = \blacksquare$ °C

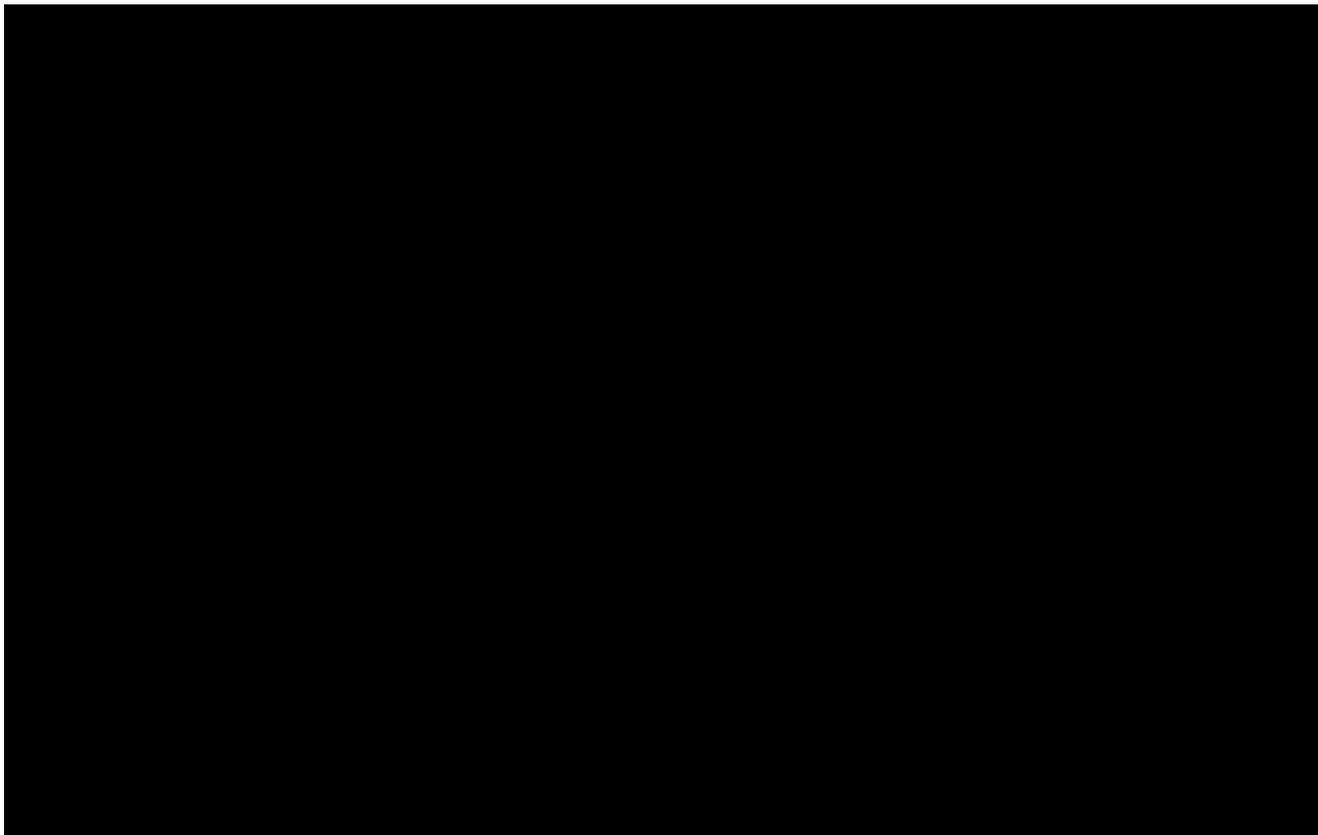


Рисунок В26 – Подземный нефтепровод без тепловой изоляции при $t_n = \blacksquare$ °C

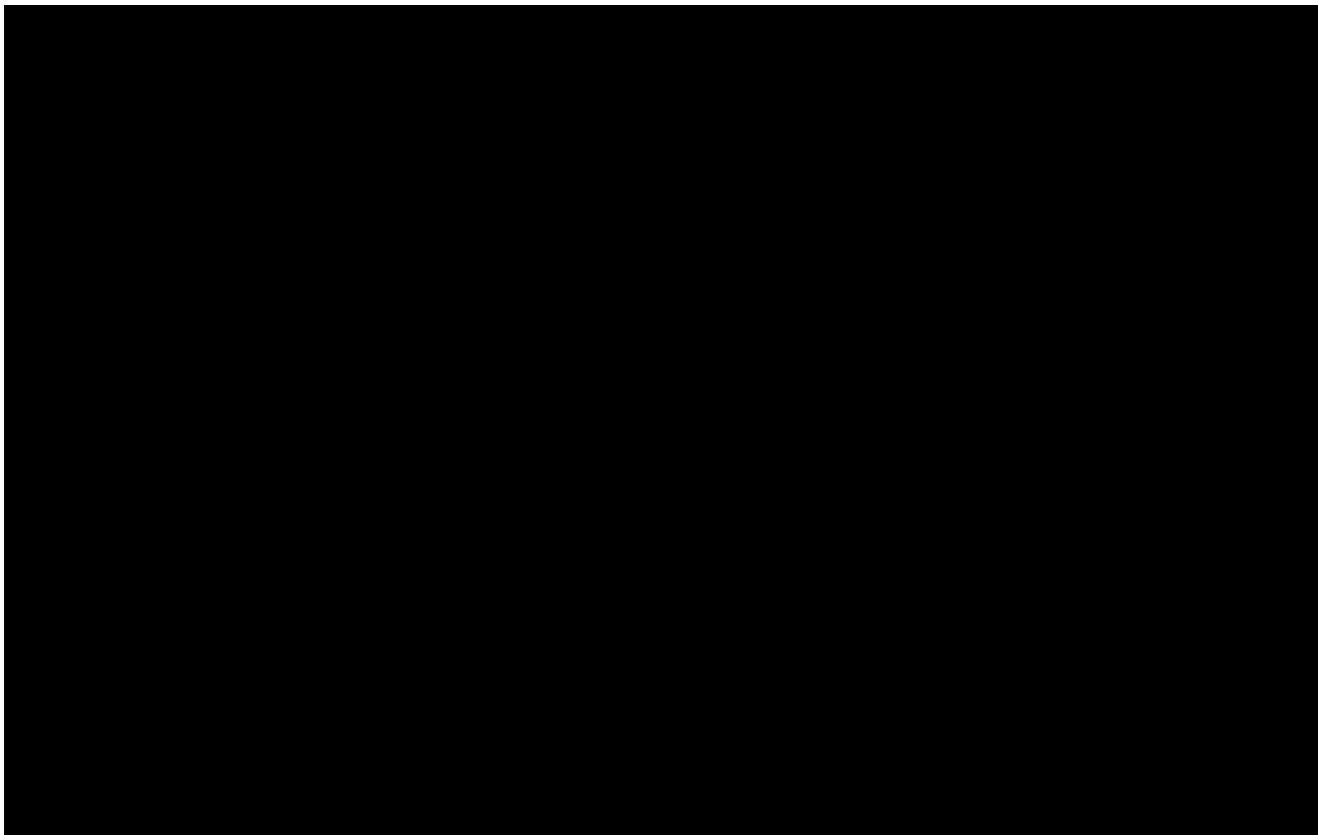


Рисунок В27 – Подземный нефтепровод с тепловой изоляцией при $t_n = \blacksquare$ °C

Рисунок В28 – Глубина замены льдистого грунта в основании траншеи при $t_n = \blacksquare$ °C

Таблица В6 – Варианты инженерной защиты нефтепровода при $t_n = \blacksquare$ °C

Номер участка	Допустимые варианты инженерной защиты (стоимость, млн руб.)	Оптимальный вариант инженерной защиты	Стоимость реализации оптимального варианта, млн руб.
1	Надземная прокладка ()	Подземная прокладка	■
	Подземная прокладка ()		
2	Надземная прокладка ()	Надземная прокладка	■
3	Надземная прокладка ()	Подземная прокладка	■
	Подземная прокладка ()		
4	Надземная прокладка (■)	Надземная прокладка	■
5	Надземная прокладка ()	Подземная прокладка	■
	Подземная прокладка ()		
6	Надземная прокладка ()	Надземная прокладка	■
7	Надземная прокладка ()	Подземная прокладка	■
	Подземная прокладка ()		
8	Надземная прокладка ()	Подземная прокладка с тепловой изоляцией + замена грунта на глубину ■ м	■
	Подземная прокладка с тепловой изоляцией + замена грунта на глубину ■ м (■)		
9	Надземная прокладка ()	Подземная прокладка	■
	Подземная прокладка ()		
10	Надземная прокладка ()	Подземная прокладка с тепловой изоляцией + замена грунта на глубину ■ м	■
	Подземная прокладка с тепловой изоляцией + замена грунта на глубину ■ м (■)		
11	Надземная прокладка ()	Подземная прокладка	■
	Подземная прокладка ()		
12	Надземная прокладка ()	Подземная прокладка с тепловой изоляцией + замена грунта на глубину ■ м	■
	Подземная прокладка с тепловой изоляцией + замена грунта на глубину ■ м (■)		
13	Надземная прокладка ()	Подземная прокладка	■
	Подземная прокладка ()		
14	Надземная прокладка ()	Надземная прокладка	■
15	Надземная прокладка ()	Подземная прокладка	■
	Подземная прокладка ()		
16	Надземная прокладка ()	Надземная прокладка	■
17	Надземная прокладка ()	Подземная прокладка	■
	Подземная прокладка ()		

Продолжение таблицы В6

Номер участка	Допустимые варианты инженерной защиты (стоимость, млн руб.)	Оптимальный вариант инженерной защиты	Стоимость реализации оптимального варианта, млн руб.
37	Надземная прокладка ()	Подземная прокладка	■
	Подземная прокладка ()		
38	Надземная прокладка ()	Подземная прокладка с тепловой изоляцией + замена грунта на глубину ■ м	■
	Подземная прокладка с тепловой изоляцией + замена грунта на глубину ■ м ()		
39	Надземная прокладка ()	Подземная прокладка	■
	Подземная прокладка ()		
40	Надземная прокладка ()	Подземная прокладка с тепловой изоляцией + замена грунта на глубину ■ м	■
	Подземная прокладка с тепловой изоляцией + замена грунта на глубину ■ м ()		
41	Надземная прокладка ()	Подземная прокладка	■
	Подземная прокладка ()		
42	Надземная прокладка ()	Подземная прокладка с тепловой изоляцией + замена грунта на глубину ■ м	■
	Подземная прокладка с тепловой изоляцией + замена грунта на глубину ■ м ()		
43	Надземная прокладка ()	Подземная прокладка	■
	Подземная прокладка ()		
44	Надземная прокладка ()	Подземная прокладка с тепловой изоляцией + замена грунта на глубину ■ м	■
	Подземная прокладка с тепловой изоляцией + замена грунта на глубину ■ м ()		
45	Надземная прокладка ()	Подземная прокладка	■
	Подземная прокладка ()		
46	Надземная прокладка ()	Подземная прокладка с тепловой изоляцией + замена грунта на глубину ■ м	■
	Подземная прокладка с тепловой изоляцией + замена грунта на глубину ■ м ()		
47	Надземная прокладка ()	Подземная прокладка	■
	Подземная прокладка ()		
48	Надземная прокладка ()	Подземная прокладка с тепловой изоляцией + замена грунта на глубину ■ м	■
	Подземная прокладка с тепловой изоляцией + замена грунта на глубину ■ м ()		
49	Надземная прокладка ()	Подземная прокладка	■
	Подземная прокладка ()		
50	Надземная прокладка ()	Подземная прокладка с тепловой изоляцией + замена грунта на глубину ■ м	■
	Подземная прокладка с тепловой изоляцией + замена грунта на глубину ■ м ()		
51	Надземная прокладка ()	Подземная прокладка	■
	Подземная прокладка ()		
Затраты на меры инженерной защиты, млн руб.			■

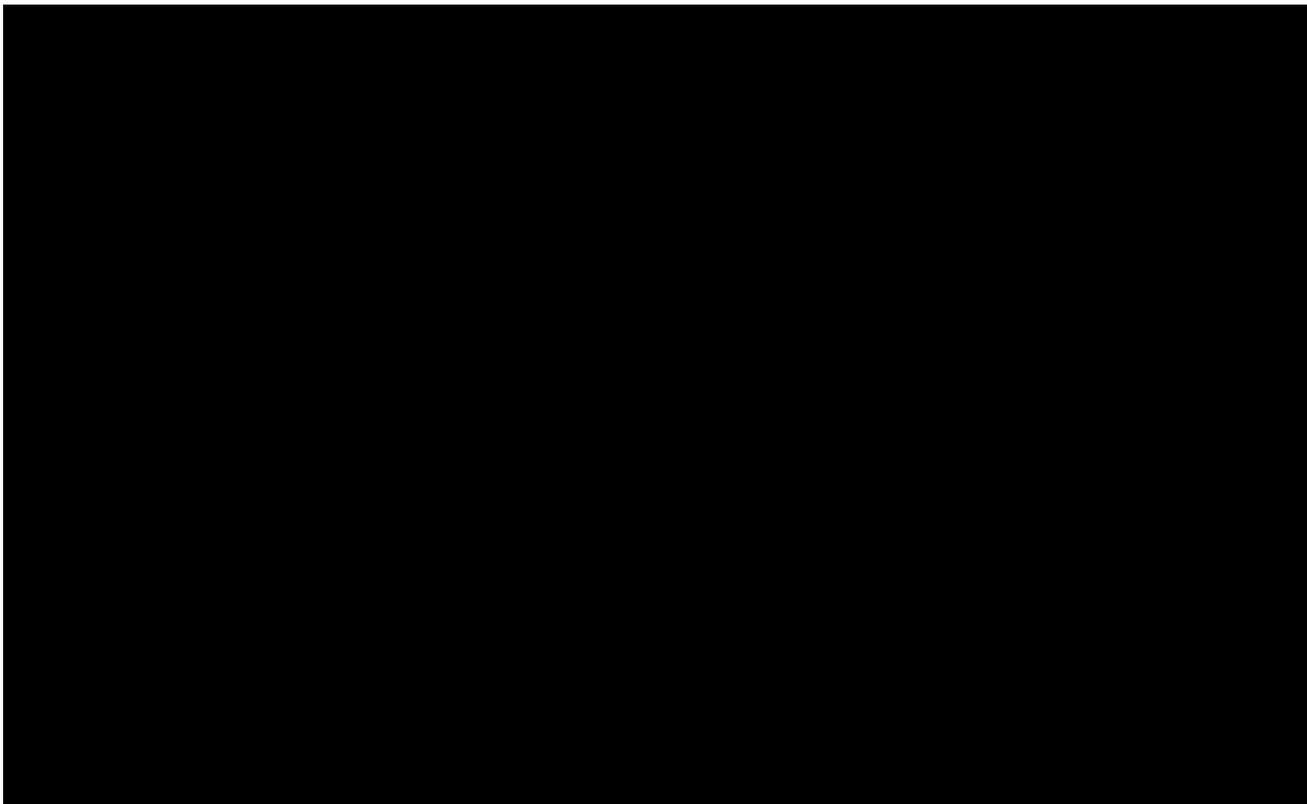


Рисунок В29 – Изменение температуры нефти при $t_n = \blacksquare$ °С

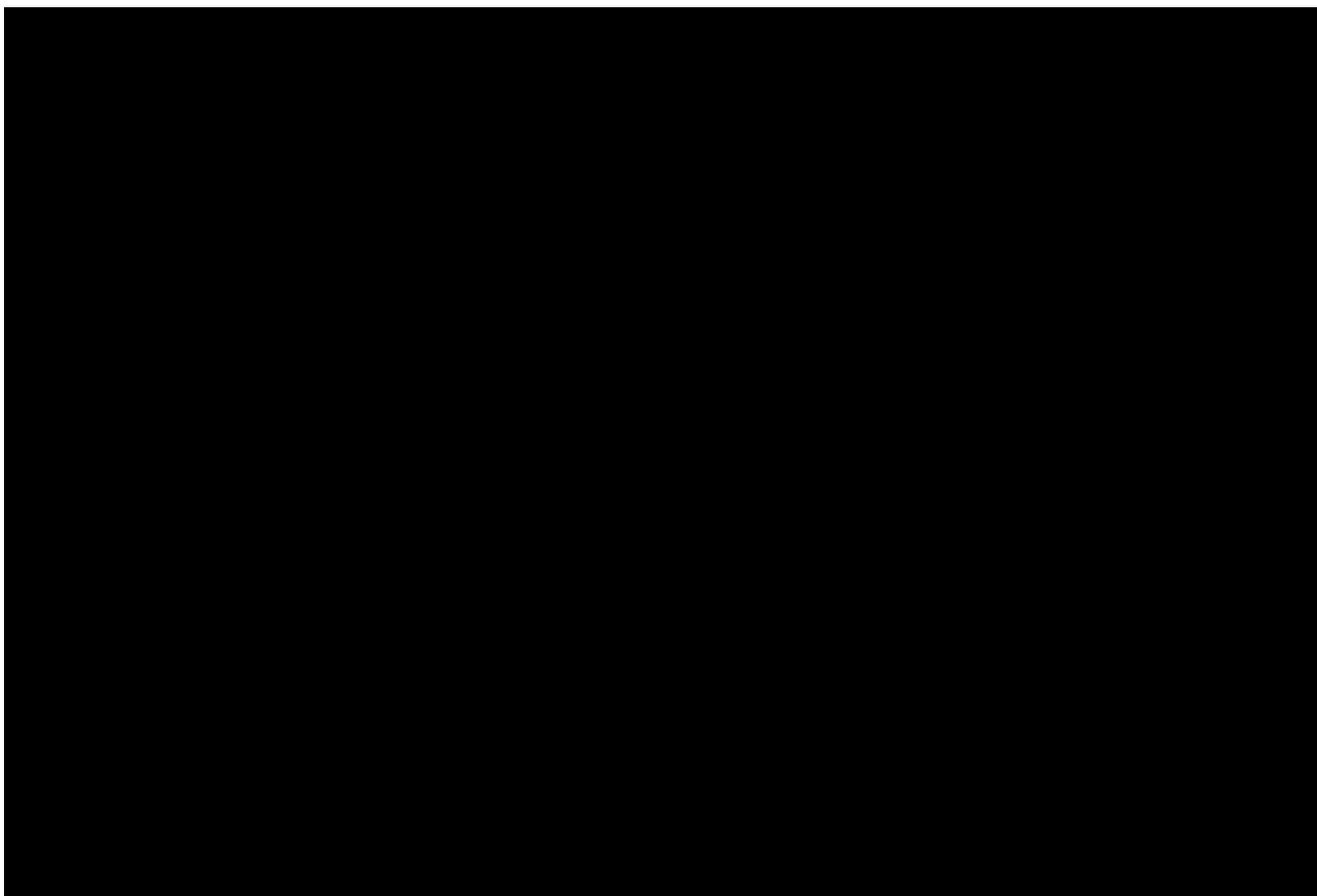


Рисунок В30 – Потери напора на трение при $t_n = \blacksquare$ °С

Технологический режим $t_n = \blacksquare$ °C

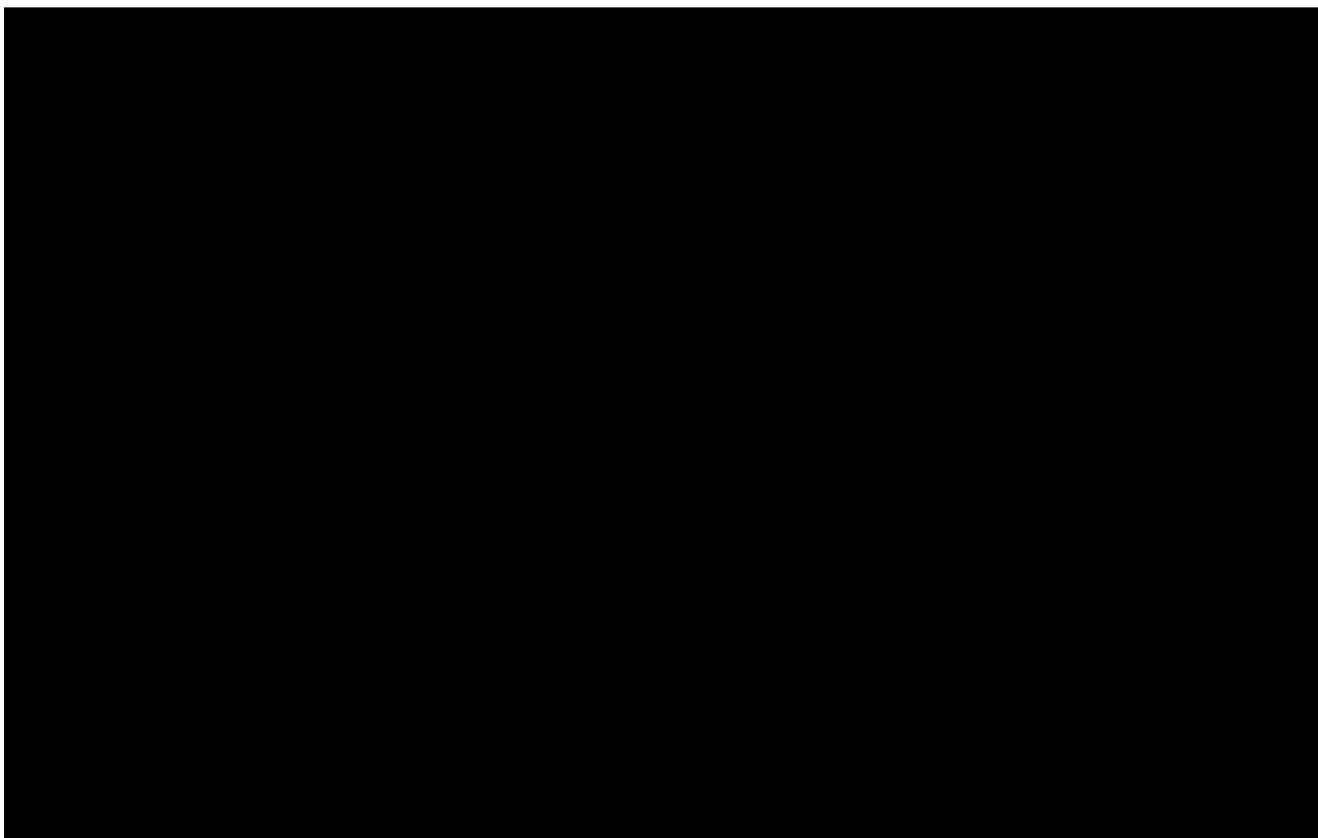


Рисунок В31 – Подземный нефтепровод без тепловой изоляции при $t_n = \blacksquare$ °C

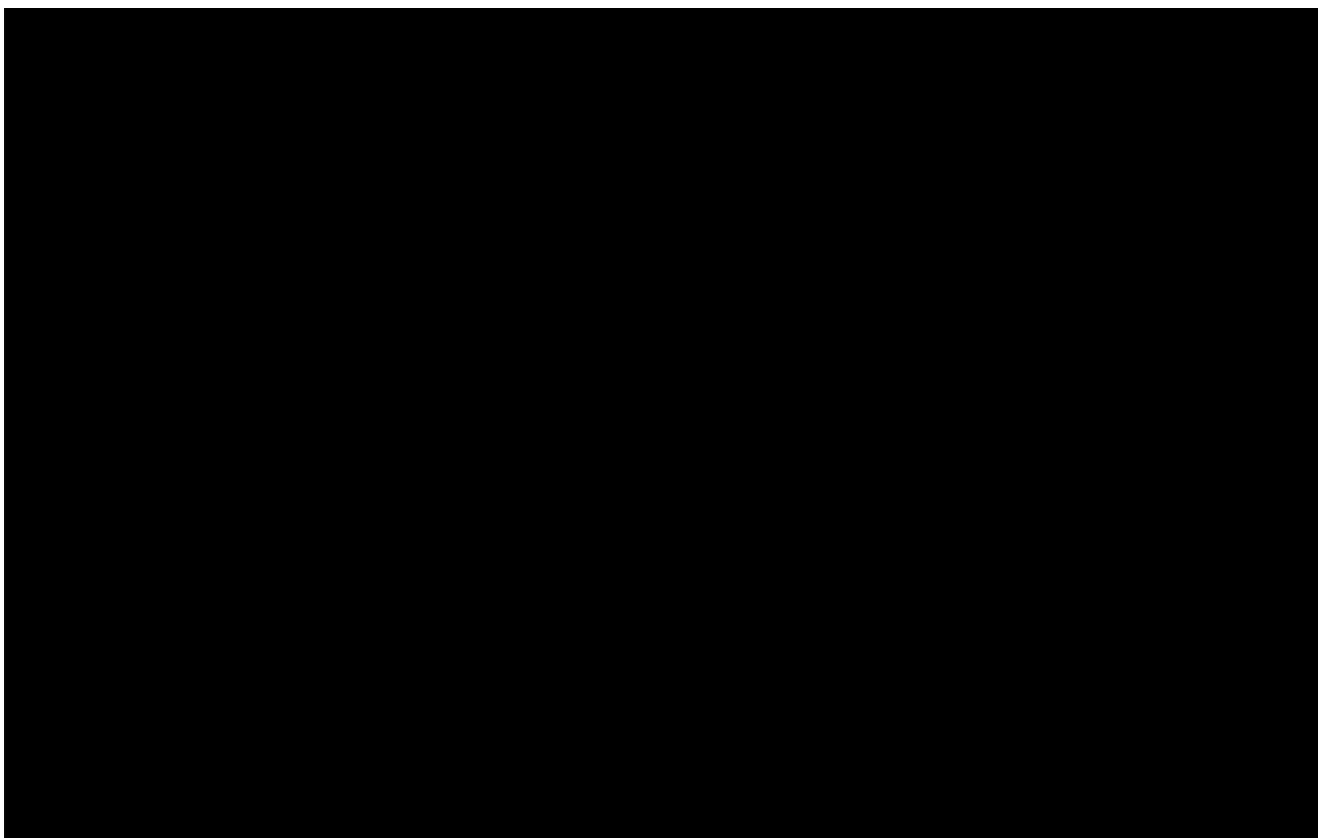


Рисунок В32 – Подземный нефтепровод с тепловой изоляцией при $t_n = \blacksquare$ °C

Рисунок В33 – Глубина замены льдистого грунта в основании траншеи при $t_n = \blacksquare$ °С

Таблица В7 – Варианты инженерной защиты нефтепровода при $t_n = \blacksquare$ °С

Номер участка	Допустимые варианты инженерной защиты (стоимость, млн руб.)	Оптимальный вариант инженерной защиты	Стоимость реализации оптимального варианта, млн руб.
1	Надземная прокладка ()	Подземная прокладка	■
	Подземная прокладка ()		
2	Надземная прокладка ()	Надземная прокладка	■
3	Надземная прокладка ()	Подземная прокладка	■
	Подземная прокладка ()		
4	Надземная прокладка (■)	Надземная прокладка	■
5	Надземная прокладка ()	Подземная прокладка	■
	Подземная прокладка ()		
6	Надземная прокладка ()	Надземная прокладка	■
7	Надземная прокладка ()	Подземная прокладка	■
	Подземная прокладка ()		
8	Надземная прокладка ()	Подземная прокладка с тепловой изоляцией + замена грунта на глубину ■ м	■
	Подземная прокладка с тепловой изоляцией + замена грунта на глубину ■ м (■)		
9	Надземная прокладка ()	Подземная прокладка	■
	Подземная прокладка ()		
10	Надземная прокладка (■)	Надземная прокладка	■
11	Надземная прокладка ()	Подземная прокладка	■
	Подземная прокладка ()		
12	Надземная прокладка (■)	Надземная прокладка	■
13	Надземная прокладка ()	Подземная прокладка	■
	Подземная прокладка ()		
14	Надземная прокладка ()	Надземная прокладка	■
15	Надземная прокладка ()	Подземная прокладка	■
	Подземная прокладка ()		
16	Надземная прокладка ()	Надземная прокладка	■
17	Надземная прокладка ()	Подземная прокладка	■
	Подземная прокладка ()		
18	Надземная прокладка ()	Подземная прокладка с тепловой изоляцией + замена грунта на глубину ■ м	■
	Подземная прокладка с тепловой изоляцией + замена грунта на глубину ■ м (■)		
19	Надземная прокладка ()	Подземная прокладка	■
	Подземная прокладка ()		

Продолжение таблицы В7

Номер участка	Допустимые варианты инженерной защиты (стоимость, млн руб.)	Оптимальный вариант инженерной защиты	Стоимость реализации оптимального варианта, млн руб.
44	Надземная прокладка (■)	Подземная прокладка с тепловой изоляцией + замена грунта на глубину ■ м	■
	Подземная прокладка с тепловой изоляцией + замена грунта на глубину ■ м (■)		
45	Надземная прокладка (■)	Подземная прокладка	■
	Подземная прокладка (■)		
46	Надземная прокладка (■)	Надземная прокладка	■
47	Надземная прокладка (■)	Подземная прокладка	■
	Подземная прокладка (■)		
48	Надземная прокладка (■)	Подземная прокладка с тепловой изоляцией + замена грунта на глубину ■ м	■
	Подземная прокладка с тепловой изоляцией + замена грунта на глубину ■ м (■)		
49	Надземная прокладка (■)	Подземная прокладка	■
	Подземная прокладка (■)		
50	Надземная прокладка (■)	Подземная прокладка с тепловой изоляцией + замена грунта на глубину ■ м	■
	Подземная прокладка с тепловой изоляцией + замена грунта на глубину ■ м (■)		
51	Надземная прокладка (■)	Подземная прокладка	■
	Подземная прокладка (■)		
Затраты на меры инженерной защиты, млн руб.			■

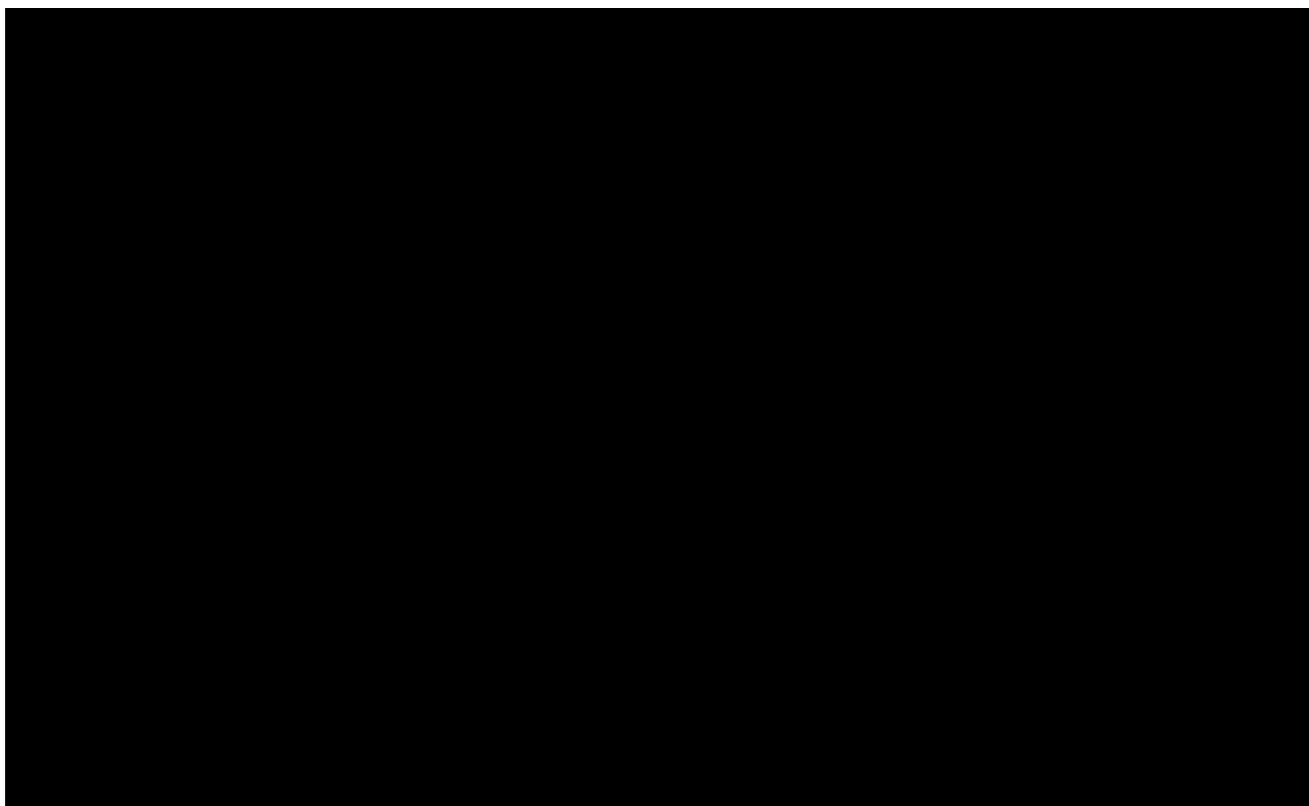


Рисунок В34 – Изменение температуры нефти при $t_n = \blacksquare$ °С



Рисунок В35 – Потери напора на трение при $t_n = \blacksquare$ °С

Технологический режим $t_n = \blacksquare$ °С

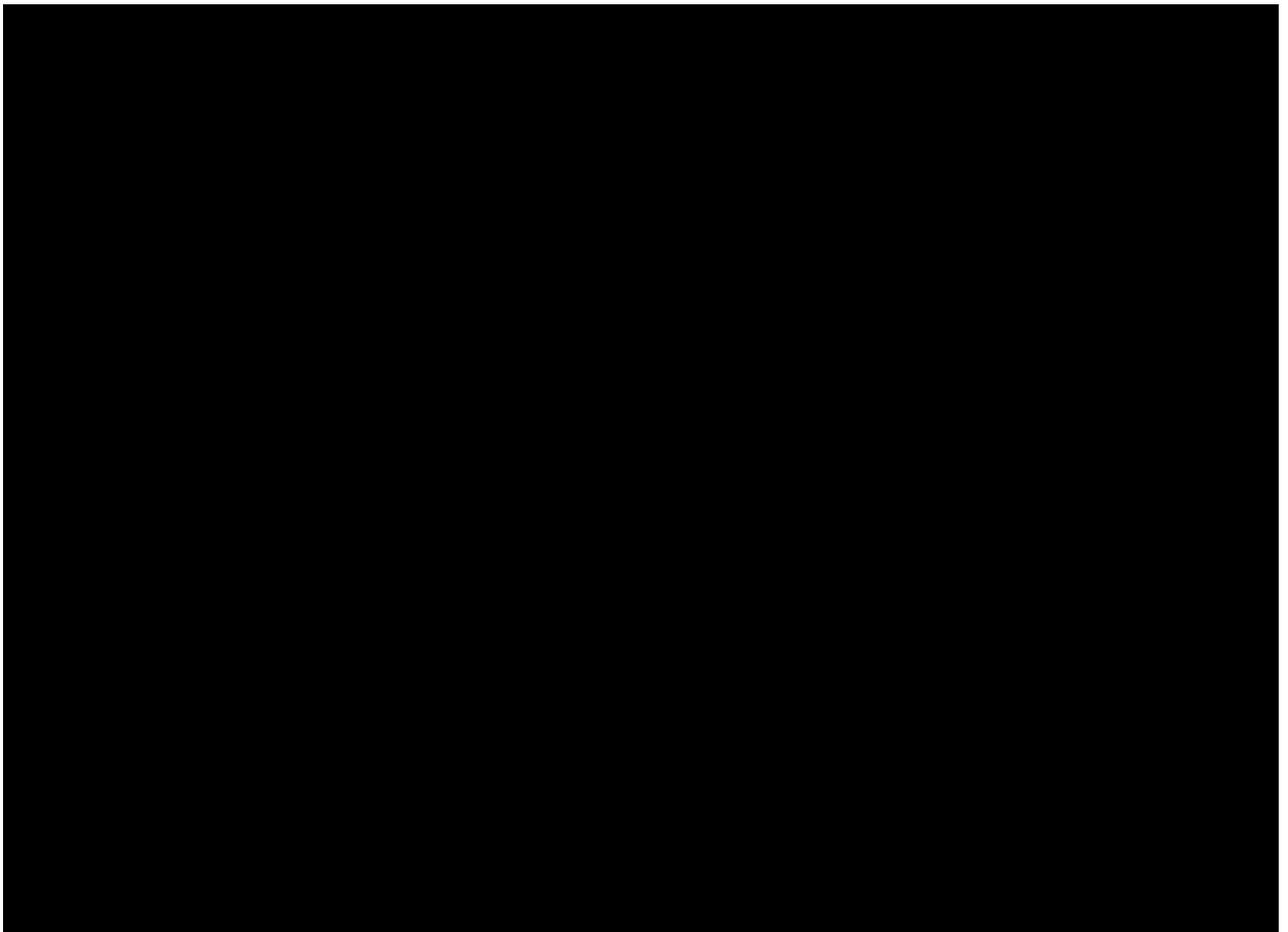


Рисунок В36 – Подземный нефтепровод без тепловой изоляции при $t_n = \blacksquare$ °С

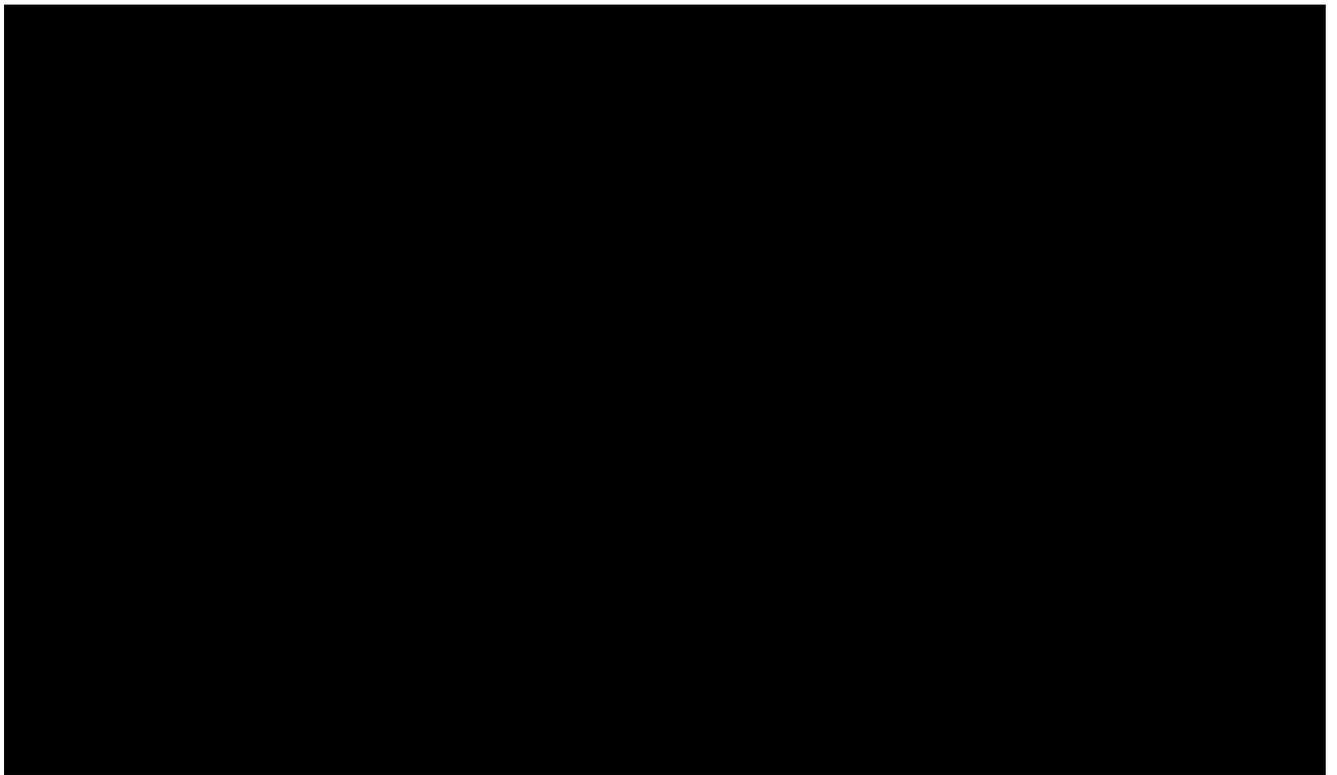


Рисунок В37 – Подземный нефтепровод с тепловой изоляцией при $t_n = \blacksquare$ °C

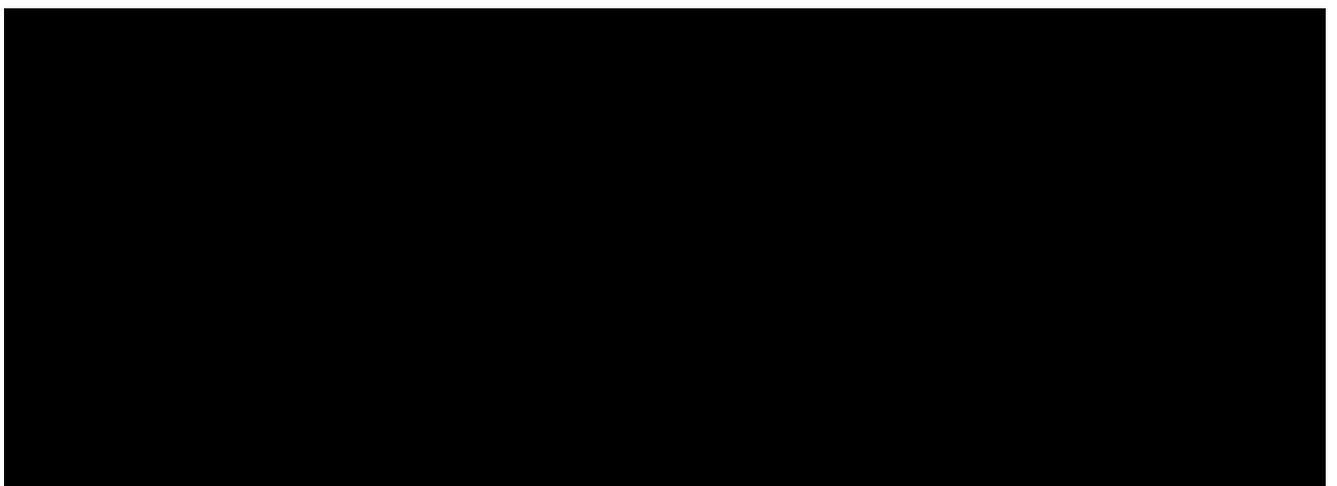


Рисунок В38 – Глубина замены льдистого грунта в основании траншеи при $t_n = \blacksquare$ °C

Таблица В8 – Варианты инженерной защиты нефтепровода при $t_n = \blacksquare$ °C

Номер участка	Допустимые варианты инженерной защиты (стоимость, млн руб.)	Оптимальный вариант инженерной защиты	Стоимость реализации оптимального варианта, млн руб.
1	Надземная прокладка ()	Подземная прокладка	■
	Подземная прокладка ()		
2	Надземная прокладка ()	Надземная прокладка	■
3	Надземная прокладка ()	Подземная прокладка	■
	Подземная прокладка ()		
4	Надземная прокладка (■)	Надземная прокладка	■
5	Надземная прокладка ()	Подземная прокладка	■
	Подземная прокладка ()		
6	Надземная прокладка ()	Надземная прокладка	■

Продолжение таблицы В8

Номер участка	Допустимые варианты инженерной защиты (стоимость, млн руб.)	Оптимальный вариант инженерной защиты	Стоимость реализации оптимального варианта, млн руб.
38	Надземная прокладка ()	Подземная прокладка с тепловой изоляцией + замена грунта на глубину ■ м ()	■
	Подземная прокладка с тепловой изоляцией + замена грунта на глубину ■ м ()		
39	Надземная прокладка ()	Подземная прокладка	■
	Подземная прокладка ()		
40	Надземная прокладка ()	Надземная прокладка	■
41	Надземная прокладка ()	Подземная прокладка	■
	Подземная прокладка ()		
42	Надземная прокладка ()	Подземная прокладка с тепловой изоляцией + замена грунта на глубину ■ м ()	■
	Подземная прокладка с тепловой изоляцией + замена грунта на глубину ■ м ()		
43	Надземная прокладка ()	Подземная прокладка	■
	Подземная прокладка ()		
44	Надземная прокладка ()	Надземная прокладка	■
45	Надземная прокладка ()	Подземная прокладка	■
	Подземная прокладка ()		
46	Надземная прокладка ()	Надземная прокладка	■
47	Надземная прокладка ()	Подземная прокладка	■
	Подземная прокладка ()		
48	Надземная прокладка ()	Подземная прокладка с тепловой изоляцией + замена грунта на глубину ■ м ()	■
	Подземная прокладка с тепловой изоляцией + замена грунта на глубину ■ м ()		
49	Надземная прокладка ()	Подземная прокладка	■
	Подземная прокладка ()		
50	Надземная прокладка ()	Подземная прокладка с тепловой изоляцией + замена грунта на глубину ■ м ()	■
	Подземная прокладка с тепловой изоляцией + замена грунта на глубину ■ м ()		
51	Надземная прокладка ()	Подземная прокладка	■
	Подземная прокладка ()		
Затраты на меры инженерной защиты, млн руб.			■

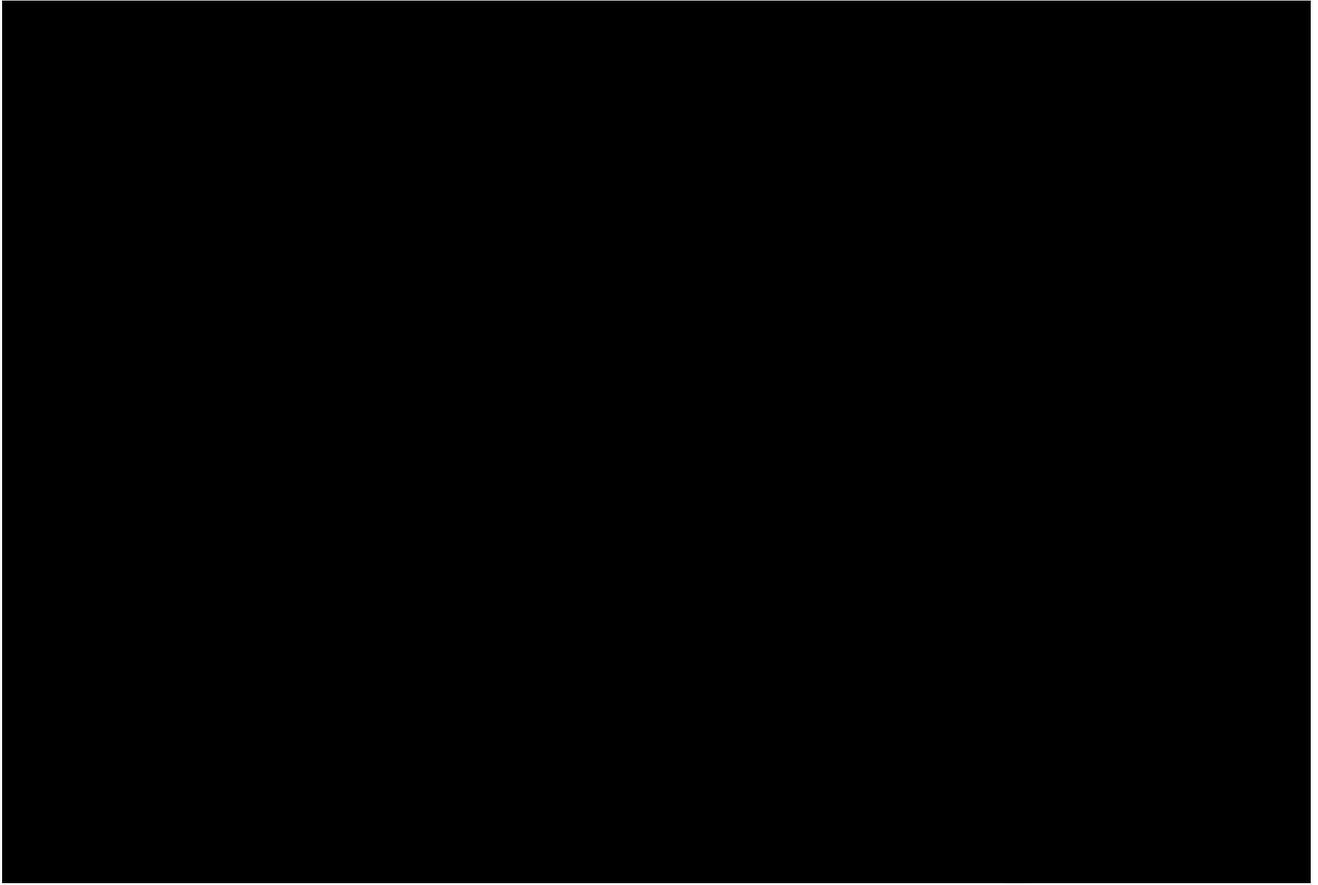


Рисунок В39 – Изменение температуры нефти при $t_n = \blacksquare$ °C

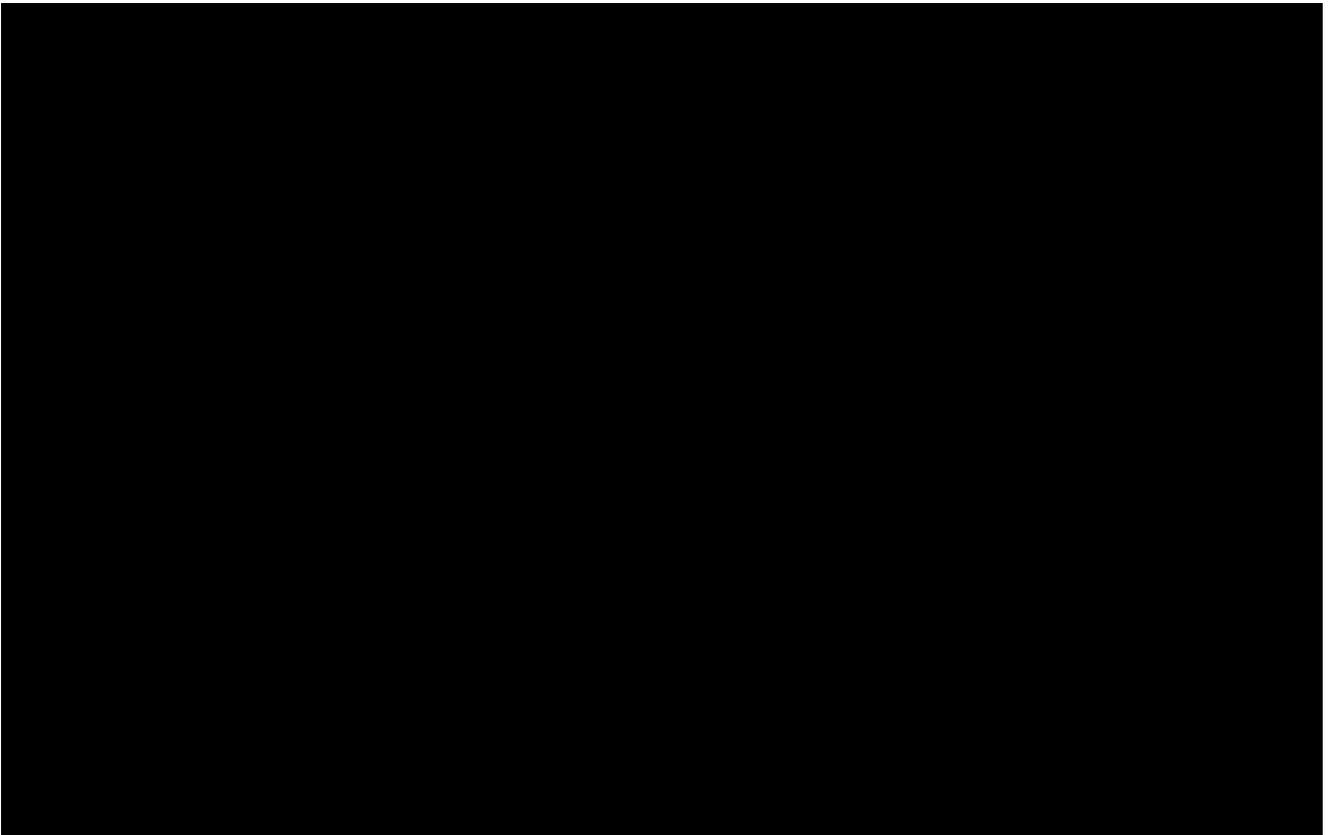


Рисунок В40 – Потери напора на трение при $t_n = \blacksquare$ °C

Контрольные режимы

Таблица В9 – Варианты инженерной защиты нефтепровода в контрольных режимах

Номер участка	Допустимые варианты инженерной защиты (стоимость, млн руб.)	Оптимальный вариант инженерной защиты	Стоимость реализации оптимального варианта, млн руб.
1	Надземная прокладка (■)	Надземная прокладка	■
2	Надземная прокладка (■)	Надземная прокладка	■
3	Надземная прокладка (■)	Надземная прокладка	■
4	Надземная прокладка (■)	Надземная прокладка	■
5	Надземная прокладка (■)	Надземная прокладка	■
6	Надземная прокладка (■)	Надземная прокладка	■
7	Надземная прокладка (■)	Надземная прокладка	■
8	Надземная прокладка (■)	Надземная прокладка	■
9	Надземная прокладка (■)	Надземная прокладка	■
10	Надземная прокладка (■)	Надземная прокладка	■
11	Надземная прокладка (■)	Надземная прокладка	■
12	Надземная прокладка (■)	Надземная прокладка	■
13	Надземная прокладка (■)	Надземная прокладка	■
14	Надземная прокладка (■)	Надземная прокладка	■
15	Надземная прокладка (■)	Надземная прокладка	■
16	Надземная прокладка (■)	Надземная прокладка	■
17	Надземная прокладка (■)	Надземная прокладка	■
18	Надземная прокладка (■)	Надземная прокладка	■
19	Надземная прокладка (■)	Надземная прокладка	■
20	Надземная прокладка (■)	Надземная прокладка	■
21	Надземная прокладка (■)	Надземная прокладка	■
22	Надземная прокладка (■)	Надземная прокладка	■
23	Надземная прокладка (■)	Надземная прокладка	■
24	Надземная прокладка (■)	Надземная прокладка	■
25	Надземная прокладка (■)	Надземная прокладка	■
26	Надземная прокладка (■)	Надземная прокладка	■
27	Надземная прокладка (■)	Надземная прокладка	■
28	Надземная прокладка (■)	Надземная прокладка	■
29	Надземная прокладка (■)	Надземная прокладка	■
30	Надземная прокладка (■)	Надземная прокладка	■
31	Надземная прокладка (■)	Надземная прокладка	■

Продолжение таблицы В9

Номер участка	Допустимые варианты инженерной защиты (стоимость, млн руб.)	Оптимальный вариант инженерной защиты	Стоимость реализации оптимального варианта, млн руб.
32	Надземная прокладка (■)	Надземная прокладка	■
33	Надземная прокладка (■)	Надземная прокладка	■
34	Надземная прокладка (■)	Надземная прокладка	■
35	Надземная прокладка (■)	Надземная прокладка	■
36	Надземная прокладка (■)	Надземная прокладка	■
37	Надземная прокладка (■)	Надземная прокладка	■
38	Надземная прокладка (■)	Надземная прокладка	■
39	Надземная прокладка (■)	Надземная прокладка	■
40	Надземная прокладка (■)	Надземная прокладка	■
41	Надземная прокладка (■)	Надземная прокладка	■
42	Надземная прокладка (■)	Надземная прокладка	■
43	Надземная прокладка (■)	Надземная прокладка	■
44	Надземная прокладка (■)	Надземная прокладка	■
45	Надземная прокладка (■)	Надземная прокладка	■
46	Надземная прокладка (■)	Надземная прокладка	■
47	Надземная прокладка (■)	Надземная прокладка	■
48	Надземная прокладка (■)	Надземная прокладка	■
49	Надземная прокладка (■)	Надземная прокладка	■
50	Надземная прокладка (■)	Надземная прокладка	■
51	Надземная прокладка (■)	Надземная прокладка	■
Затраты на меры инженерной защиты, млн руб.			■

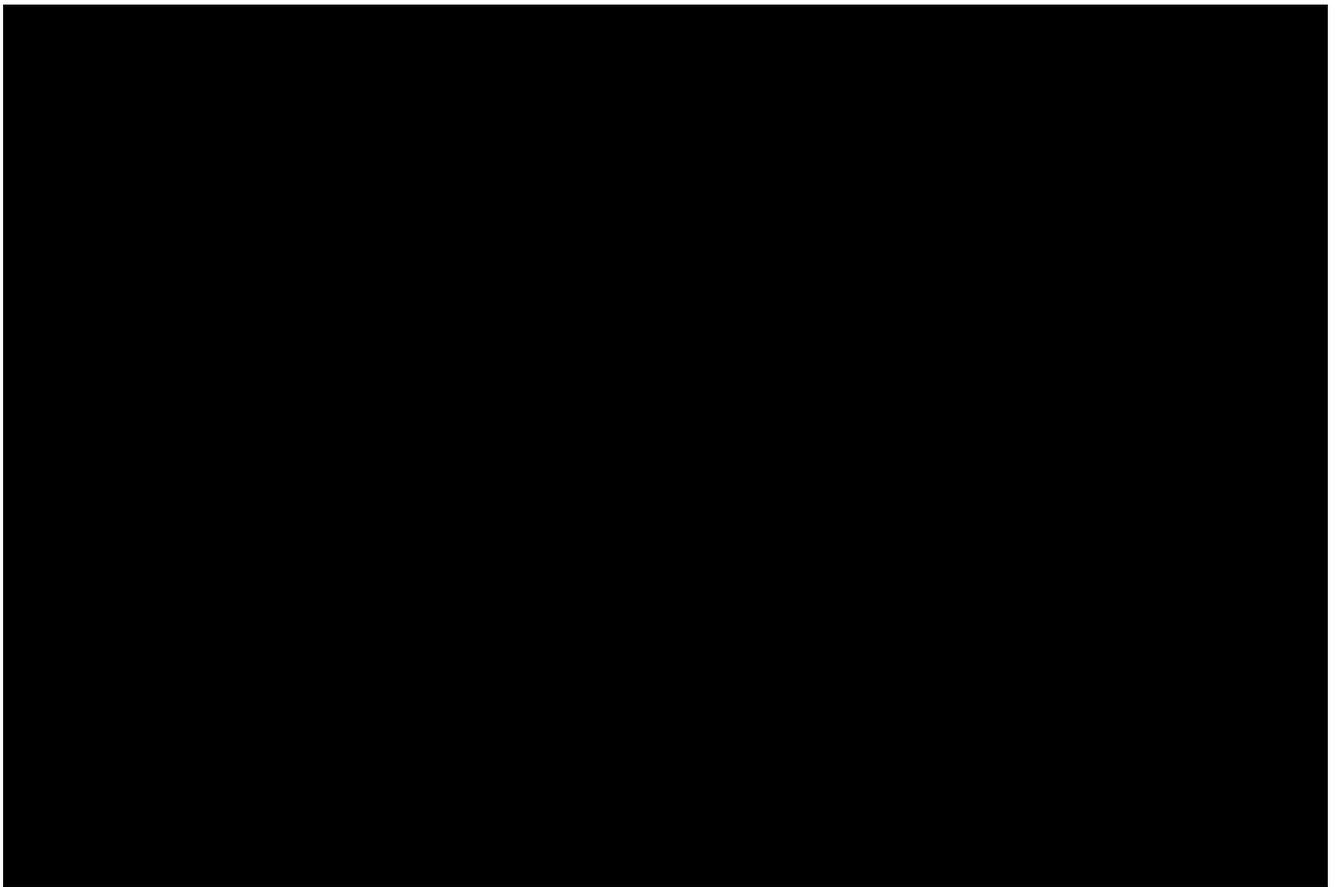


Рисунок В41 – Изменение температуры нефти при контрольном режиме «а»

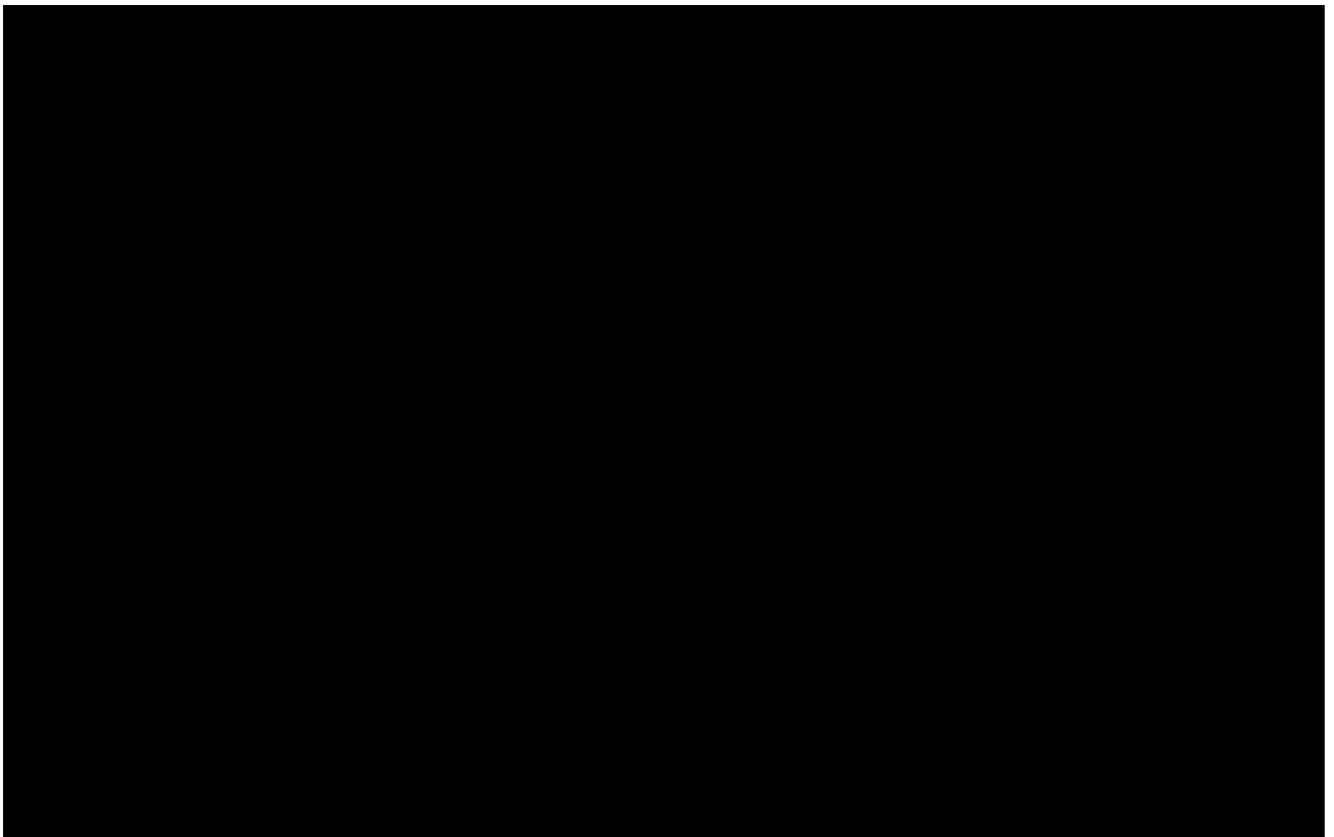


Рисунок В42 – Потери напора на трение при контрольном режиме «а»

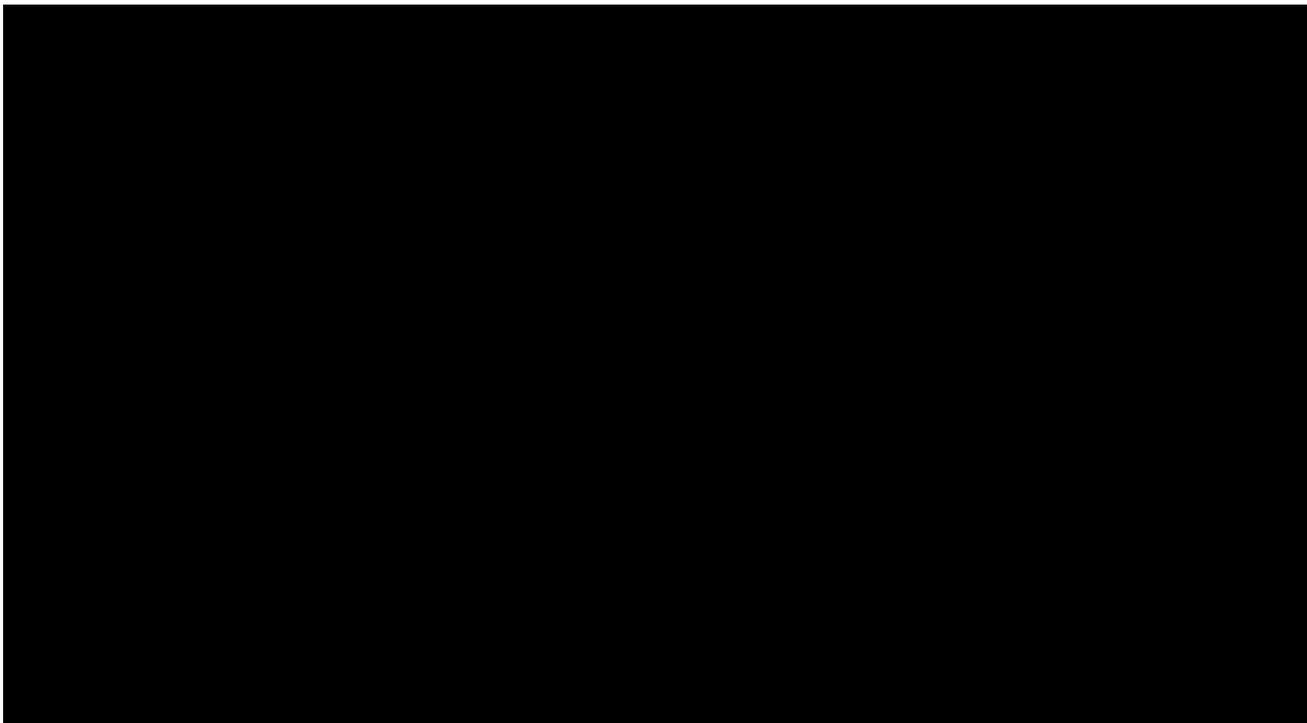


Рисунок В43 – Изменение температуры нефти при контрольном режиме «б»

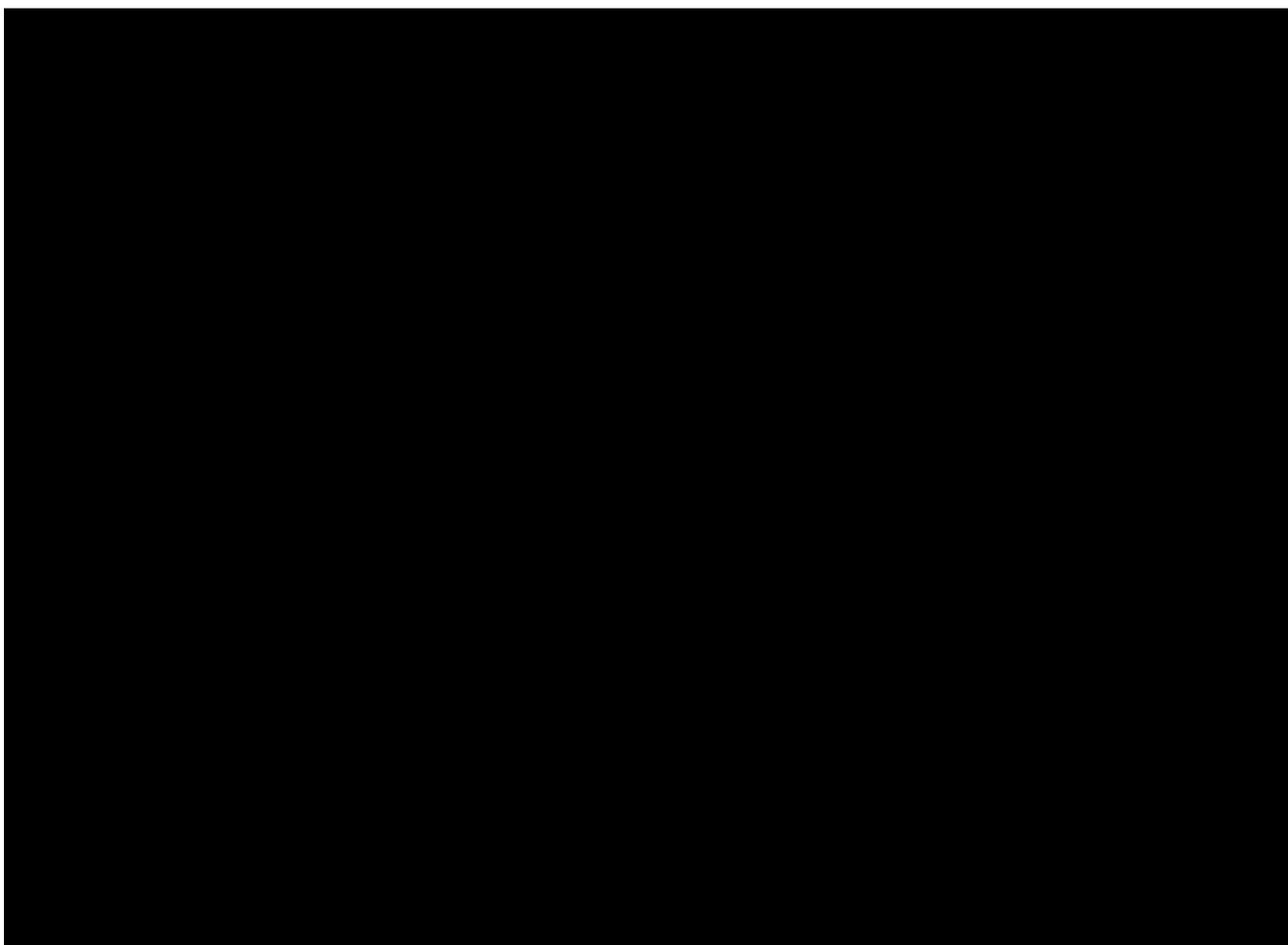


Рисунок В44 – Потери напора на трение при контрольном режиме «б»