

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
«Исследование влияния типа грунта на напряженно-деформированное состояние стенки магистрального трубопровода»

УДК 622.692.4.053:624.042.624.131

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ6А	Буняк О. Г.		25.05.2018

Руководитель

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ОНД	Чухарева Н. В.	к.х.н., доцент		25.05.2018

КОНСУЛЬТАНТЫ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ассистент ОСГН	Макашева Ю. С.	—		25.05.2018

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ассистент ООД	Немцова О. А.	—		25.05.2018

Консультант-лингвист

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ОИЯ	Коротченко Т. В.	к.ф.н., доцент		25.05.2018

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

Руководитель ООП	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
ОНД ИШПР	Бурков П. В.	д.т.н., профессор		25.05.2018

ТРЕБОВАНИЯ К РЕЗУЛЬТАТАМ ОСВОЕНИЯ ПРОГРАММЫ БАКАЛАВРИАТА

21.03.01 Нефтегазовое дело

Планируемые результаты обучения

<i>Код результата</i>	<i>Результат обучения (выпускник должен быть готов)</i>	<i>Требования ФГОС, критериев и/или заинтересованных сторон</i>
В соответствии с универсальными, общепрофессиональными и профессиональными компетенциями		
Общие по направлению подготовки 21.04.01 «Нефтегазовое дело»		
Р1	Применять естественнонаучные, математические, гуманитарные, экономические, инженерные, технические и глубокие профессиональные знания в области современных нефтегазовых технологий для решения <i>прикладных междисциплинарных задач и инженерных проблем</i> , 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
Р2	Планировать и проводить аналитические и экспериментальные <i>исследования</i> с использованием новейших достижений науки и техники, уметь критически оценивать результаты и делать выводы, полученные в <i>сложных и неопределённых условиях</i> ; использовать <i>принципы изобретательства, правовые основы-в области интеллектуальной собственности</i>	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>		
Р3	Проявлять профессиональную <i>осведомленность о передовых знаниях и открытиях</i> в области нефтегазовых технологий с учетом <i>передового отечественного и зарубежного опыта</i> ; использовать <i>инновационный подход</i> при разработке новых идей и методов <i>проектирования</i> объектов нефтегазового комплекса для <i>решения инженерных задач развития</i> нефтегазовых технологий, <i>модернизации и усовершенствования</i> 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
Р4	<i>Внедрять, эксплуатировать и обслуживать современные машины и механизмы</i> для реализации технологических процессов нефтегазовой области, обеспечивать их <i>высокую эффективность</i> , соблюдать правила <i>охраны здоровья и безопасности труда</i> , выполнять требования по <i>защите окружающей среды</i> .	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
<i>в области экспериментально-исследовательской деятельности</i>		
Р5	Быстро ориентироваться и выбирать <i>оптимальные решения в многофакторных ситуациях</i> , владеть методами и средствами <i>математического моделирования</i> 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>		
Р6	Эффективно использовать любой имеющийся арсенал технических средств для максимального приближения к поставленным производственным целям при <i>разработке и реализации проектов</i> , проводить <i>экономический анализ затрат, маркетинговые исследования, рассчитывать экономическую эффективность</i>	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>Код результата</i>	<i>Результат обучения (выпускник должен быть готов)</i>	<i>Требования ФГОС, критериев и/или заинтересованных сторон</i>
<i>В соответствии с универсальными, общепрофессиональными и профессиональными компетенциями</i>		
<i>Общие по направлению подготовки 21.04.01 «Нефтегазовое дело» 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)
<i>Профиль «Надежность газонепроводов и хранилищ»</i>		
P9	Организация технологического сопровождения планирования и оптимизации потоков углеводородного сырья и режимов работы технологических объектов	<i>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</i>
P10	Организация ТОиР, ДО нефте- и газотранспортного оборудования	<i>Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (ОПК-5, ОПК-6, ПК-9, ПК-11), требования профессионального стандарта 19.013 "Специалист по эксплуатации газотранспортного оборудования"</i>
P11	Повышение надежности, долговечности, эффективности газотранспортного оборудования	<i>Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (ОПК-4, ОПК-5, ПК-9, ПК-14), требования профессионального стандарта 19.013 "Специалист по эксплуатации газотранспортного оборудования"</i>

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»
 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)
25.02.2018	<i>Введение</i>	5
05.03.2018	<i>Обзор литературы</i>	20
12.03.2018	<i>Характеристика объекта исследования</i>	10
25.03.2018	<i>Методики исследования</i>	15
04.04.2018	<i>Расчетная часть</i>	15
25.04.2018	<i>Социальная ответственность</i>	10
07.05.2018	<i>Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение</i>	10
14.05.2018	<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	Чухарева Н.В.	к.х.н., доцент		19.02.18

СОГЛАСОВАНО:

Руководитель ООП	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
ОНД ИШПР	Бурков П. В.	д.т.н., профессор		28.02.18

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

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	Буняку Олегу Германовичу

Тема работы:

«Исследование влияния типа грунта на напряжённо-деформированное состояние стенки магистрального трубопровода»

Утверждена приказом директора (дата, номер)

№1625/с от 12.03.2018 г.

Срок сдачи студентом выполненной работы:

25.05.2018 г.

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:

Исходные данные к работе

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

*Магистральный нефтепровод « ██████████ »
 Участок находящийся в ██████████ районе ██████████, проходящий по территории многолетнемерзлых грунтов. Протяжённостью ██████████ м, рабочее давление ██████████ МПа.
 Транспортируемая нефть плотностью ██████████ кг/м³. Диаметр трубопровода ██████████ мм, температура перекачиваемой нефти ██████████ °С.*

Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов

(аналитический обзор по литературным источникам с целью выяснения достижений мировой науки техники в рассматриваемой области; постановка задачи

Произвести литературный обзор по теме защиты магистральных нефтепроводов от воздействия опасных геокриологических процессов в условиях распространения многолетнемерзлых грунтов. Выполнить расчеты напряжённо-деформированного состояния стенки

<p><i>исследования, проектирования, конструирования; содержание процедуры исследования, проектирования, конструирования; обсуждение результатов выполненной работы; наименование дополнительных разделов, подлежащих разработке; заключение по работе).</i></p>	<p><i>исследуемого магистрального нефтепровода. Сделать выводы о целесообразности использования технологических мер защиты нефтепроводов.</i></p>
<p>Перечень графического материала <i>(с точным указанием обязательных чертежей)</i></p>	<ol style="list-style-type: none"> 1. План трубопровода 2. Графики ореолов оттаивания и осадки подземного нефтепровода. 3. График деформации магистрального нефтепровода по длине рассматриваемого участка. 4. График распределения напряжения по длине рассматриваемого участка магистрального нефтепровода.
<p>Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы <i>(с указанием разделов)</i></p>	
<p>Раздел</p>	<p>Консультант</p>
<p>«Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»</p>	<p>Макашева Юлия Сергеевна, ассистент ОСГН</p>
<p>«Социальная ответственность»</p>	<p>Немцова Ольга Александровна, ассистент ООД</p>
<p>«Иностранный язык»</p>	<p>Коротченко Татьяна Валериевна, доцент ОИЯ</p>
<p>Названия разделов, которые должны быть написаны на русском и иностранном языках: реферат (abstract), обзор литературы (literature review), прогнозирование температуры вдоль предлагаемого Китайско-российского нефтепровода с использованием квази-трехмерной модели переходной теплопроводности (Forecasting the oil temperatures along the proposed China–Russia Crude Oil Pipeline using quasi 3-D transient heat conduction model).</p>	

<p>Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику</p>	<p>12.10.2016 г.</p>
--	----------------------

Задание выдал руководитель:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
<p>Доцент ОНД</p>	<p>Чухарева Н. В.</p>	<p>к.х.н.</p>		<p>12.10.2016 г.</p>

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
<p>2БМ6А</p>	<p>Буняк О. Г.</p>		<p>12.10.2016 г.</p>

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

Студенту:

Группа	ФИО
2БМ6А	Буняку Олегу Германовичу

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

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

1. <i>Стоимость ресурсов научного исследования (НИ): материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих</i>	Распределение сметной стоимости технического перевооружения участка магистрального нефтепровода.
2. <i>Нормы и нормативы расходования ресурсов</i>	Единые нормы и расценки на строительные, монтажные и ремонтно-строительные работы. Сборник Е2, Е22, Е11
3. <i>Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования</i>	Налоговый кодекс РФ Ф3-213 от 24.07.2009 в редакции от 09.03.2016г. № 55-ФЗ

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

1. <i>Оценка коммерческого потенциала, перспективности и альтернатив проведения НИ с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения</i>	Оценка целесообразности инженерной защиты линейной части магистрального нефтепровода от развития опасных экзогенных процессов
2. <i>Планирование и формирование бюджета научных исследований</i>	Сметный расчет на работы по защите линейной части магистрального нефтепровода
3. <i>Определение ресурсной (ресурсосберегающей), финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности исследования</i>	Сравнение эффективности методов защиты кольцевой тепловой изоляцией и работы по замене и подбивке грунта

Перечень графического материала (с точным указанием обязательных чертежей):

Таблицы:

1. Время на выполнение работ
2. Стоимость горюче-смазочных материалов
3. Затраты на горюче-смазочные материалы
4. Расчёт затрат земляных работ
5. Стоимость оборудования для работ
6. Расчет амортизационных отчислений при установке тепловой изоляции
7. Расчет амортизационных при подбивке и замене грунта
8. Расчет заработной платы
9. Расчет взносов на страхование
10. Затраты на проведение перевооружения линейной части магистрального нефтепровода

Рисунки:

1. Затраты на проведение технического перевооружения

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику	10.03.18
---	----------

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
ассистент	Макашева Ю.С.		10.03.18	

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ6А	Буняк О.Г	10.03.18	

ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»

Студенту:

Группа	ФИО
2БМ6А	Буняку Олегу Германовичу

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

Рабочее место находится в [REDACTED] районе, [REDACTED].

*Климат резко континентальный
Инженерно-геологические условия для ремонтных работ характеризуются как сложные, в связи с наличием разных грунтов по трассе газопровода.
Может быть оказано негативное воздействие на природную среду.
Возможно возникновение чрезвычайных ситуаций техногенного, стихийного, экологического и социального характера.*

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

*1. Выявление факторов рабочего места (рабочей зоны, технологического процесса, механического оборудования), характеризующих процесс взаимодействия трудящихся с окружающей **производственной** средой со стороны их:*

- **вредных** проявлений (метеоусловия, вредные вещества, освещение, шумы, вибрации, электромагнитные поля, ионизирующие излучения);
- **опасных** проявлений (механической природы, термического характера, электрической, пожарной и взрывной природы).

*2. Определение факторов рабочего места (рабочей зоны, технологического процесса, механического оборудования), характеризующих процесс воздействия их на **окружающую природную** среду (атмосферу, гидросферу, литосферу)*

*3. Описание факторов рабочего места (рабочей зоны, технологического процесса, механического оборудования), характеризующих процесс возникновения **чрезвычайных ситуаций** (техногенного, стихийного, экологического и социального характера).*

4. Знакомство и отбор законодательных и

Работа по переоборудованию линейной части магистрального нефтепровода непосредственно связана с дополнительным воздействием целой группы вредных факторов. К таким факторам можно отнести:

- отклонение показателей климата на открытом воздухе;
- повышенный уровень шума;
- повышенная загазованность воздуха рабочей среды;
- тяжесть и напряжённость физического труда.

нормативных документов по теме.	
<p>1. Анализ выявленных опасных факторов проектируемой производённой среды в следующей последовательности</p> <ul style="list-style-type: none"> – механические опасности (источники, средства защиты); – термические опасности (источники, средства защиты); – электробезопасность (в т.ч. статическое электричество, молниезащита – источники, средства защиты); – пожаровзрывобезопасность (причины, профилактические мероприятия, первичные средства пожаротушения) 	<p>На объекте ремонта магистрального нефтепровода, при выполнении следующих работ:</p> <ul style="list-style-type: none"> – земляные работы; – электросварочные работы; – погрузочно-разгрузочные работы. на работников могут действовать опасные производственные факторы: <ul style="list-style-type: none"> - движущиеся машины и механизмы; подвижные части производственного оборудования; –электрический ток; – пожаро- и взрывоопасность; –электрическая дуга и металлические искры.
<p>2. Экологическая безопасность:</p> <ul style="list-style-type: none"> – защита селитебной зоны – анализ воздействия объекта на атмосферу (выбросы); – анализ воздействия объекта на гидросферу (сбросы); – анализ воздействия объекта на литосферу (отходы); – разработать решения по обеспечению экологической безопасности со ссылками на НТД по охране окружающей среды. 	<p>Ремонт магистрального нефтепровода сопровождается:</p> <ul style="list-style-type: none"> - загрязнением атмосферного воздуха; - загрязнением поверхностных и подземных вод; - повреждением почвенно-растительного покрова.
<p>3. Защита в чрезвычайных ситуациях:</p> <ul style="list-style-type: none"> – перечень возможных ЧС на объекте; – выбор наиболее типичной ЧС; – разработка превентивных мер по предупреждению ЧС; – разработка мер по повышению устойчивости объекта к данной ЧС; – разработка действий в результате возникшей ЧС и мер по ликвидации её последствий 	<p>В районе деятельности возможно возникновение чрезвычайных ситуаций различного характера. Одной из основных таких ситуаций является – взрыв газозооушной смеси при ремонте магистрального нефтепровода.</p>
<p>4. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности:</p> <ul style="list-style-type: none"> – специальные (характерные для проектируемой рабочей зоны) правовые нормы трудового законодательства; – организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны 	<p>ФЗ «О промышленной безопасности опасных производственных объектов»; ФЗ «Технический регламент о требованиях пожарной безопасности»; Земельный кодекс « Охранные зоны трубопроводов».</p>

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику	10.03.18
---	----------

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
ассистент	Немцова О.А.		10.03.18	

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ6А	Буняк О.Г.	10.03.18	

Реферат

Магистерская диссертация включает 148 с. текстового материала, 40 рис., 31 табл., 97 источников, 2 прил.

Ключевые слова. Магистральный нефтепровод, многолетнемерзлые грунты, подземная прокладка, инженерная защита, ореол оттаивания, грунт, тип, напряжённо-деформированное состояние.

Объект исследования. Линейная часть магистральной трубопроводной системы «XXXXXXXXXX» на участке «XXXXXXXXXX».

Цель работы. Исследование влияния типа грунта на напряжённо- деформированное состояние стенки магистрального нефтепровода.

Метод или методология проведения работы. Для проведения расчетов использованы методики, предложенные в СП 25.13330.2012 «Основания зданий и сооружений на вечномёрзлых грунтах. Актуализированная редакция СНиП 2.02.04-88», СП 86.13330.2014 «Магистральные трубопроводы. Актуализированная редакция СНиП 2.05.06-85*». В работе использовался программный комплекс Frost 3D Universal. спрогнозирована трехмерная динамика тепловых полей вокруг нефтепровода Так же Использовался программный комплекс Ansys. Исследовано напряженно-деформированное состояние рассматриваемого участка.

Полученные результаты. Определено оптимальное сочетание параметров инженерной защиты, которые обеспечивает защиту от опасных геокриологических процессов.

Основные конструктивные, технологические и технико-эксплуатационные характеристики. Разработка инженерной защиты линейной части магистрального нефтепровода с целью снижению влияния опасных экзогенных процессов.

Область применения. Магистральный нефтепровод.

Экономическая эффективность или значимость работ. Определение экономических затрат на установку объектов инженерной защиты подземной части магистрального нефтепровода.

					«Исследование влияния типа грунта на напряженно-деформированное состояние стенки магистрального трубопровода»			
Изм	Лист	Ф.И.О.	Подп.	Дата				
Разраб.		Буняк О.Г			Реферат	Литера	Лист	Листов
Руков.		Чухарева Н.В					1	148
Консульт.						НИ ТПУ гр. 2БМ6А		
Рук-ль ООП		Бурков П.В						

Abstract

The master's thesis includes 148 pages of text material, 40 fig., 31 tab., 97 sources, 2 enc.

Keywords. Trunk oil pipeline, permafrost, underground laying, engineering protection, halo of thawing, soil, type, stress-strain state.

Object of study. The linear part of the trunk pipeline system "██████████" on the section "██████████".

The purpose of work. Investigation of the influence of soil type on the stress-strain state of the main oil pipeline wall.

Method or methodology of carrying the work. For the calculations used the methods proposed in the set of rules 25.13330.2012 "Soil bases and foundations on permafrost soils". According to normative documentation of the joint venture 86.13330.2014 "Trunk pipelines", the staticized edition of 2014 Construction Norms and Regulations 2.05.06-85*. The program Frost 3D Universal was used in the work. predicted three-dimensional dynamics of thermal fields around the pipeline. Also, Ansys software complex was used. The stress-strain state of the examined section is investigated.

A result of calculations. The optimal combination of engineering protection parameters is determined, which provides protection against dangerous geocryological processes.

Basic design, technological, technical and operational characteristics. Development of engineering protection of the linear part of the main oil pipeline in order to reduce the impact of dangerous exogenous processes.

Application area. Oil-trunk pipeline.

Economic efficiency or significance of operations. Determination of economic costs of installation of objects of engineering protection of underground part of the trunk oil pipeline.

					Реферат	Лист
						2
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата		

Определения, обозначения, сокращения, нормативные ссылки

В данной работе были применены следующие термины и определения:

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

Линейная часть магистрального нефтепровода: Совокупность участков нефтепровода, соединяющих нефтеперекачивающие станции между собой либо с приемо-сдаточными пунктами, и сооружений, входящих в состав нефтепровода.

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

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

Геологический процесс: Изменение компонентов геологической среды во времени и в пространстве под воздействием природных факторов.

Мониторинг технического состояния: Систематическое наблюдение, измерение и контроль параметров объектов магистрального нефтепровода в комплексе с физикогеографическими условиями, климатическими и геологическими процессами.

Подтопление: Комплексный гидрогеологический и инженерно-геологический процесс, при котором в результате изменения водного режима и баланса на территории происходят повышения уровней (напоров) подземных вод и/или влажности грунтов, превышающие принятые для данного вида застройки критические значения и нарушающие необходимые условия

					«Исследование влияния типа грунта на напряженно-деформированное состояние стенки магистрального трубопровода»			
Изм	Лист	Ф.И.О.	Подп.	Дата				
Разраб.		Буняк О.Г			Определения, обозначения, сокращения, нормативные ссылки	Литера	Лист	Листов
Руков.		Чухарева Н.В					3	148
Консульт.						НИ ТПУ гр. 2БМ6А		
Рук-ль ООП		Бурков П.В						

строительства и эксплуатации объектов.

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

Суффозия: Разрушение и вынос потоком подземных вод отдельных компонентов и крупных масс дисперсных и цементированных обломочных пород, в том числе, слагающих структурные элементы скальных массивов.

Эрозия: Процесс разрушения грунта текущей водой.

Термокарст: Процесс оттаивания льдистых грунтов, подземных льдов, сопровождающийся их осадкой и образованием отрицательных форм рельефа.

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

Осадка грунта: Понижение поверхности грунта в основании сооружения.

Сезоннооттаивающий слой: Поверхностный слой грунта, оттаивающий летом.

Влажность грунта: Отношение массы воды в объеме грунта к массе этого грунта, высушенного до постоянной массы.

Глубина заложения трубопровода: Расстояние от верхней образующей трубопровода до поверхности земли.

Коэффициент водонасыщения: Степень заполнения объема пор водой.

Коэффициент оттаивания: Показатель деформируемости, характеризующий осадку мерзлого грунта при его оттаивании без нагрузки.

Коэффициент Пуассона: Показатель деформируемости, характеризующий отношение поперечных и продольных деформаций грунта.

Метод конечных элементов: Математический метод численного решения системы уравнений механики деформируемого твёрдого тела с целью определения распределения напряжений и деформаций в деформируемых телах.

					Определения, обозначения, сокращения, нормативные ссылки	Лист
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата		4

Напряженно-деформированное состояние трубопровода:

Совокупность внутренних напряжений и деформаций, возникающих при действии на трубопровод внешних нагрузок, температурных полей и других факторов.

Продольный профиль (трассы трубопровода): Геодезический профиль местности по оси трубопровода.

Рабочее давление: Максимальное, из всех предусмотренных в проектной документации стационарных режимов перекачки, избыточное давление в секции трубопровода.

Удельное сцепление грунта: Параметр прямой зависимости сопротивления грунта срезу от вертикального давления, определяемый как отрезок, отсекаемый этой прямой на оси ординат.

Узел сетки: Точка, в которой производится расчет температуры грунта методом конечных разностей.

					Определения, обозначения, сокращения, нормативные ссылки	Лист
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата		5

В данной работе были использованы ссылки на следующие обозначения и сокращения:

ВИП – внутритрубный инспекционный прибор;

ГТМ – геотехнический мониторинг;

ИГЭ – инженерно-геологический процесс;

ИТР – инженерно-технический работник;

ЛЧ МТ – линейная часть магистрального трубопровода;

ММГ – многолетнемёрзлый грунт;

ММП – многолетнемёрзлая порода;

МН – магистральный нефтепровод;

МСП – монтажно-сборочная площадка;

НДС – напряженно-деформированное состояние;

НИР – научно исследовательская работа;

НПС – нефтеперекачивающая станция;

НО - неподвижные опоры;

ОГП - опасные геологические процессы;

ОПП - опоры продольно-подвижные;

ОСП - опоры свободно-подвижные;

ПД - проектная документация;

ПВП – планово-высотное положение;

ПДК – предельно допустимая концентрация;

ПТБ – правила техники безопасности;

СОУиКА – система обнаружения утечек и контроля активности;

ТС – термометрическая скважина;

ТС [REDACTED] – трубопроводная система

[REDACTED];

ТСГ – термостабилизатор грунта;

ФОТ – фонд оплаты труда;

ЭВМ – электронно-вычислительная машина;

ЭГП – экзогенный геологический процесс.

					Определения, обозначения, сокращения, нормативные ссылки	Лист
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата		6

В работе были использованы ссылки на следующие стандарты:

ГОСТ 25100-2011 «Грунты. Классификация».

ГОСТ 24846-81 «Грунты. Методы измерения деформаций оснований зданий и сооружений».

ГОСТ 25358-2012 «Грунты. Метод полевого определения температуры».

ГОСТ Р 22.1.06-99 «Безопасность в чрезвычайных ситуациях. Мониторинг и прогнозирование опасных геологических явлений и процессов. Общие требования».

ГОСТ 8267-93 «Щебень и гравий из плотных горных пород для строительных работ. Технические условия».

ГОСТ 8509-93 «Уголки стальные горячекатаные равнополочные. Сортамент».

ГОСТ 12.1.038-82 «Электробезопасность».

ГОСТ С. 12.0. 003–74 «Опасные и вредные производственные факторы, Классификация».

ГОСТ 12.0.003-83 «Шум. Общие требования безопасности».

ГОСТ С. 12.1. 004-91* «Пожарная безопасность. Общие требования».

ГОСТ 12.1.010-76* « Взрывобезопасность. Общие требования».

ГОСТ 12.4.011-89 «Система стандартов безопасности труда. Средства защиты работающих. Общие требования и классификация».

СП 11-105-97 Инженерно-геологические изыскания для строительства. Часть II. Правила производства работ в районах развития опасных геологических и инженерно-геологических процессов.

СП 11-105-97 Инженерно-геологические изыскания для строительства. Часть III. Правила производства работ в районах распространения специфических грунтов.

СП 20.13330.2011 Свод правил «СНиП 2.01.07-85* «Нагрузки и воздействия».

СП 22.13330.2011 Свод правил «СНиП 2.02.01-83* «Основания

					Определения, обозначения, сокращения, нормативные ссылки	Лист
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата		7

зданий и сооружений».

СП 25.13330.2012 Свод правил «СНиП 2.02.04-88 «Основания и фундаменты на вечномерзлых грунтах».

СП 47.13330.2012 Свод правил «СНиП 11-02-96 «Инженерные изыскания для строительства. Основные положения».

СП 131.13330.2012 Свод правил «СНиП 23-01-99* «Строительная климатология».

РД-23.040.00-КТН-153-16 Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов. Методика расчета температуры трубопровода по трассе с учетом производительности перекачки.

РД-23.040.00-КТН-217-14 Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов. Методика расчета ореолов оттаивания на участках трассы с многолетнемерзлыми грунтами.

РД-91.200.00-КТН-014-17 Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов. Геотехнический мониторинг. Требования к размещению и обустройству термометрических скважин на участках с многолетнемерзлыми грунтами.

РД-91.020.00-КТН-142-14 Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов. Инженерные изыскания для строительства магистральных нефтепроводов и нефтепродуктопроводов.

					Определения, обозначения, сокращения, нормативные ссылки	Лист
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата		8

Оглавление

Реферат	1
Определения, обозначения, сокращения, нормативные ссылки	3
Введение	11
1. Literature review	13
2. Геотехнический мониторинг	20
2.1 Критерии необходимости проведения теплотехнических расчетов	20
2.2 Порядок формирования исходных данных	24
2.3. Определение мест размещения термометрических скважин	24
3. Методика прогнозирования изменения планово-высотного положения нефтепровода на участках трассы с многолетнемерзлыми грунтами	29
3.1 Математические модели и численное решение задачи прогнозирования изменения планово-высотного положения нефтепровода	29
3.2 Алгоритм определения переменного шага расположения сечений вмещающего грунтового массива для расчета ореола оттаивания и осадки грунта	33
3.2.1 Математическая модель и численное решение задачи прогнозирования ореола оттаивания в сечениях на участках нефтепровода с ММГ	34
3.2.2 Математическая модель прогнозирования изменения температурного режима грунтов	39
3.3 Математическая модель и численное решение задачи прогнозирования изменения ПВП нефтепровода на участках с ММГ	45
4 Расчёты и аналитика эксплуатации магистрального нефтепровода на рассматриваемом участке	60
4.1 Краткая характеристика нефтепровода	60
4.2 Моделирование теплового воздействия и прогнозирование ореола оттаивания	61
4.2.1 Используемая математическая модель и численный метод	62
4.3 Расчет осадки нефтепровода	67
4.4 Моделирование напряжённо-деформированного состояния магистрального нефтепровода в среде Ansys	69
4.4.1 Расчёт нагрузок, действующих на нефтепровод	69
4.4.2Использование программного комплекса «Ansys»	72

					«Исследование влияния типа грунта на напряженно-деформированное состояние стенки магистрального трубопровода»						
Изм	Лист	Ф.И.О.	Подп.	Дата	Оглавление						
Разраб.		Буняк О.Г							Литера	Лист	Листов
Руков.		Чухарева Н.В								9	148
Консульт.									НИ ТПУ гр. 2БМ6А		
Рук-ль ООП		Бурков П.В									

5 Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	77
5.1 Расчет нормативной продолжительности на выполнение технологических операций	77
5.2 Расчёт материальных затрат на проведение работ, направленных на инженерную защиту магистрального нефтепровода	78
5.3 Расчет стоимости земляных работ	79
5.4 Затраты на материалы	81
5.5 Затраты на амортизационные отчисления	82
5.6 Затраты на оплату труда	84
5.7 Затраты на страховые взносы	86
5.8 Затраты на проведение мероприятия	88
6. Социальная ответственность	90
6.1 Краткая характеристика	90
6.2 Производственная безопасность	90
6.2.1 Анализ вредных производственных факторов и обоснование мероприятий по их устранению	91
6.2.2 Анализ опасных производственных факторов и обоснование мероприятий по их устранению	95
6.3 Экологическая безопасность	102
6.4 Безопасность в чрезвычайных ситуациях	104
6.5 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности	106
Заключение	109
Список используемых источников	110
Приложения	119
Приложение А. Расчётно-технологическая часть	119
Приложение Б. Forecasting the oil temperatures along the proposed China–Russia Crude Oil Pipeline using quasi 3-D transient heat conduction model	132

Введение

Актуальность. Расширение рынка добычи, транспорта, экспорта природных углеводородов, связана с разработкой новых месторождений, ресурс которых локализуется в северных регионах страны. При строительстве и эксплуатации таких объектов приходится сталкиваться с климатическими и геологическими особенностями. Это предопределяет необходимость разработки и предложения в области проектирования, сооружения и эксплуатации. При этом как на этапе строительства, так и в последующих этапах, могут возникать осложняющие процессы, обусловленные наличием зон многолетнемёрзлых грунтов и формированием мощных ореолов оттаивания. Как показывают многочисленные исследования основным фактором, резко понижающим надёжность трубопроводов и оборудования, является тепловое воздействие указанных объектов на многолетнемёрзлых грунтах. Поэтому все работы, направленные на решения задач по защите линейной части магистрального нефтепровода проложенного в условиях многолетнемёрзлых грунтов, остаются актуальными.

Цель работы: Исследование влияния типа грунта на напряжённо-деформированное состояние стенки магистрального нефтепровода.

Необходимо решить следующее *задачи:*

- Дать характеристику объекту эксплуатации в условиях многолетнемёрзлых грунтов;
- Рассчитать три сценарии развития ореола оттаивания при тепловом взаимодействии нефтепровода многолетнемёрзлых грунтов на примере [REDACTED] участка трассы магистрального нефтепровода [REDACTED];
- Рассчитать ореол оттаивания и величину осадки магистрального нефтепровода на рассматриваемом участке;

					«Исследование влияния типа грунта на напряжённо-деформированное состояние стенки магистрального трубопровода»			
Изм	Лист	Ф.И.О.	Подп.	Дата				
Разраб.		Буняк О.Г			Введение	Литера	Лист	Листов
Руков.		Чухарева Н.В					11	148
Консулт.						НИ ТПУ гр. 2БМ6А		
Рук-ль ООП		Бурков П.В						

– Рассчитать и оценить напряжённо-деформированное состояние нефтепровода;

– Рассчитать толщину стенки нефтепровода, проверить нефтепровод на прочность и устойчивость;

– Предложить технические решения, снижающие развитие опасных экзогенных процессов;

– Провести расчёты финансовых затрат на защиту линейной части магистрального нефтепровода от опасных геокриологических процессов.

Объект исследования. Изменение напряженно-деформированного состояния под действием возникновения ореола оттаивания многолетнемёрзлых грунтов.

Предмет исследования. Участок магистрального нефтепровода проходящий в осложнённых условиях нефтепроводной системы XXXXXXXXXX;

Реализация и апробация работы. Раздел ВКР «Моделирование теплового воздействия и прогнозирование ореола оттаивания» был представлен в виде доклада в рамках дисциплины «Преддипломная практика».

					Введение	Лист
						12
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата		

obligatory while construction and exploitation of crude oil lines. Considering that the geological structure of soil has a complex and nonuniform structure, forecasting requires determination of the three-dimensional temperature field in soil taking into account phase transitions. The usage of two-dimensional modeling does not allow considering the real geometry of model objects and can lead to low calculation accuracies. Today there is a lot of calculation procedures concerning thermal interface of crude oil line and eternally frozen ground, the short analysis of most of them is presented in work [3]. However none of them allow predicting defrostation aura around crude oil line taking into account such important factors as a non-uniform geological and lithologic subsurface structure, weather modifications in the course of time, availability of frost-protection materials and also the availability of non-uniform large ice inclusions in soil.

Development of oil and gas industry on the basis of powerful oil trunk pipelines and its exploitation they in the areas with difficult environmental conditions puzzled with a question that concerns bearing resistance, endurance and reliability. The oil pipeline system picking up a steam that exports hydrocarbons on the foreign market became more loaded.

Resulting from displacing of raw material hydrocarbons base of Russia out in the sticks of the Far North and Siberia costs for construction of main oil pipelines increase significantly in difficult permafrost conditions, especially in the territory with continuous distribution of permanently frozen soil where solid fastening of the constructed underground oil pipelines is provided.

The operating experience of gas trunk-line system built from Yamburg oil/gas-condensate field showed a low operational integrity of the rigid fixing constructions.

During construction and exploitation of the main oil pipelines in the conditions of Far North it is necessary to consider specific features of the region. In this graduate qualification work the relevant study guide was used, the decision of publication of such textbook was made because the only study guide concerning mechanics of frozen soil [4] was published in 1963. Since more than 30 years

					Literature review	Лист
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата		14

passed during which many data needing the analysis and collation was received. The attempt of such analysis of collation is executed in the monograph [5].

A number of scientific works was devoted to investigation of permafrost soil. G.P. Mazurov [6] provides data on frozen ground, the reasons, regularities of their properties and structure, processes during thawing and soil freezing are considered too. The monograph of Yu. L. Shur [7] is devoted to studying of such geocryologic process as thermokarst, the development laws of thermokarst processes, the reasons and factors of thermokarst emergency are considered in monograph too.

The term thermokarst was presented by M.M. Yermolaev, and the monograph [8] by S.P. Kachurin became the first collation work. The most common and basic form of thermokarst is limnic. It is accompanied by water fillup of enclosed space. In works of such scientists as Kudryavtsev [9], 1958; Kachurin, 1959, 1961; Schur, 1977 and others, it is said that the basic factor of thermokarst development is the existence of perennially frozen rocks with a great content of ice, and the reason is change of heat exchange and depth size of seasonal thawing. Thermokarst is one of the main cryogenic process which is expressed in formation of proper topographic forms at thawing out underground (segregative and grassland- formative) ice under the influence of heat exchange conditions' change on the surface. The last occurs in consequence of natural self-development of relief: formation of negative relief microforms with the raised snow accumulation, changes of plant associations, blowup and (or) accumulation of peat bogs on the surrounding territory, etc.

Many works are devoted to studying of thermokarst processes. In the north of the European part of Russia such scientists as L.G. Hohlova, T.F. Ivanova, Yu.T. Uvarkin [10], in Eastern Siberia S.V. Tomirdiaro, V.E. Tumskoj N.N. Romanovskij ,F.EH. Areh, V.E., in Western Siberia there were such scientists as E.B. Belopuhova, A.I. Popov, G.I. Dubikov, V.V. Baulin V.T. Trofimov - all of them were engaged in studying process. Abroad such scientists as Mackay J.R., C.R. Burn, Murton J.B., Smith, M.W., в США Forman S. L. Grosse G., Hofle C., Schuur E.A.G. from Canada were engaged in studying of thermokarst processes.

At exploitation of the oil pipeline, as a result of thermal impact of the oil

					Literature review	Лист
						15
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата		

pipeline on the containing soil, there is a thawing of soil and there is immersion or turn of the oil pipeline, it leads to change of design position of the oil pipeline and emergence of excessive distortional stresses in an oil pipeline's wall. [11,12].

A number of researches [13-15] devoted to the questions of interaction of oil pipelines with permafrost soil. The description of thermal processes and the principles of interaction of oil pipelines with the specified soil types are presented in these works. Widely used and one of the main safety method of the oil pipeline against impact on soil is the method of soil protection against thermal action of the oil pipeline during the entire usage period. This allows keeping the design position of oil and gas pipelines without changes; the result is presented in works [16, 17].

Such science as soil mechanics was generally formed by domestic scientists. And the significant contribution was made by such scientists as N.M. Gersevanov, N.A. Cytovich, V.A. Florin. The important role in studying of mechanics of frozen soil belongs to V.A. Floritsin who solved the major problems concerning the compaction theory of land masses, solved the problems of ground base durability and also calculated beam on elastic foundation.

N.A Cytovich made a contribution in soil mechanics. He worked upon all aspects of this theme and in actual fact created a branch of soil engineering - "Mechanics of frozen soil". V. V. Sokolovskij in his work developed the theory of soil extreme limit states.

In addition there are a lot of other domestic scientists who developed sections of soil mechanics, such as: S.S. Vyalov, V.G Berezancev, M.I. Gorbunov-Posadov.

Usage of studying soil mechanics at construction of works allows qualitative projection of the objects of pipeline oil transport in any soil conditions and provides high field reliability.

In works [18, 19] questions of construction of oil pipelines in the conditions of permafrost soil are offered for analyze. In these works the general recommendations about technologies of construction of oil pipelines on eternally frozen grounds are developed, possible manifestations of dangerous exogenous processes are given and technical and technology solutions on fight against them

					Literature review	Лист
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата		16

are described. Thanks to these researches, not the unique project, including «Urengoj – Pomary – Uzhgorod» was realized.

In the USA the project Trans-Alaska main the oil pipeline which linear part passes on zones of distribution of permafrost soil was realized. The complexity of this task consisted that the transported high-viscosity oil was heated to high temperature. For the solution of this task, elevated laying of the main oil pipeline on pile support which cooled soil around a pile was offered, prolonging its bearing ability. Experience of construction and operation of the Trans-Alaska main oil pipeline was subject to a research both domestic [20], and foreign scientists [21].

In the dissertation of O.Yu. Volodchenkova [22] thesis versions of constructive solutions of thermal isolation of underground main oil pipelines are analyzed, and the conclusion is drawn that pipes with factory thermal isolation with a strength protective cover are most perspective. However, the existing constructive solutions of heat-insulating coverings not entirely satisfy the set of technological, operational thermos-physical and economic criteria. Also the method of determination of thickness and material of a heat-insulating covering was developed for underground main oil pipelines. The analytical equations for calculation elastic-plastic strained - deformed condition of low-conductivity coat in the process of reinforcement heating concerning erecting sealing were presented and proved. The practical recommendations concerning technological process - main oil pipelines in eternal congelation zones from the thermal insulated pipes were offered too.

A.A. Hudyakova claims that reclamation of northern regions of Russia essentially depends on construction time and exploitation of pipeline systems. Pipeline construction in the conditions of distribution of permafrost soil which is minimally protected from man-caused load at excess watering, will be certainly characterized by high expenses, over 50% of the field infrastructure development's cost [23].

In the Polar region, in particular in Nenets Autonomous Okrug, taking into account ecological conditions of the developed areas, cryosolic-soil characteristics, they mainly use the aboveground laying method, but the underground method is

					Literature review	Лист
						17
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата		

also applied in some situations. Having analyzed domestic experience of appliance oil pipelines on pile foundations it may be concluded that at high building expenses they fail to meet the requirements of demonstrated reliability and endurance [24, 25, 36].

A.A. Hudyakova in her work [23], developed ways on construction, design on deformable soil of the artificial bases and ground. Also the heat - waterproofing coverings for oil pipelines laid not only provide operational reliability, but also reduce expenses in the condition of eternal congelation.

In work [23] the influence of geocryologic environment layers, technogenic factors and water- thermal condition on strain-stress distribution of soil grounds was defined. The version was pulled out that the heat and mass transfer directly depends on cracks between laydowns both in vertical and in a horizontal component. On the basis of this theory the model of an active layer of perennially frozen rocks where process of moisture movement happens not only in vertical, but in the horizontal direction was constructed. A.A. Hudyakova improved a method of calculation of stressed-deformed state of the freezing through-thawing grounds. The updated technique considering the influence of frost cracks, horizontal and vertical components of heat-mass exchange confirms that the reliability of the received calculation findings, exploitability and reliability of oil pipelines in areas of eternally frozen ground's distribution increases thanks to this fact. In this work, the author suggested to use foundation slabs on compliant soil in the capacity of oscillating bases of aboveground oil pipelines. Thanks to this technology construction cost run down to 30%, and the operational integrity of oil pipeline increases because of possibility of horizontal displacement. The economic aspect was analyzed too, the appropriate way of location concerning oil pipelines' route was chosen too.

The obtained results of theoretical and investigational studies were implemented on oil-field of the Nenets Autonomous Okrug - Ardalinskij, Vostochno-Sarutayuskij and Tobojkskij; on the pipeline route of Kharyaga oil pipeline — Yuzhnoe Hyl'chuyu.

Vast experience of studying the fundamental bases of the analysis of

					Literature review	Лист
						18
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата		

brittle failures is described in works of the following authors: A.F.Ioffe, A.E.Andrejkiiv,R.V.Gol'dshtejn, V.V.Bolotin, N.A.Mahutova, J.M.Robertson, L.A.Kopel'man and others [27-30].

P.F.Koshelev, N.A.Mahutova, A.M.Lepihina, F.M.Burdekin, Yu.P.Solncev analyzed the problems connected with development of method of evaluation of brittle failure of the large-size metalwares connected with dangerous geocryologic processes in their works [30-33].

Problems of reliability enhancement and safe operation of constructions and objects of the oil and gas industry, in difficult geocryologic conditions are relevant up to nowadays. Eventual results of the given researches and engineering solutions can be fully estimated only after a certain term of exploitation of the main pipelines in the areas of Eastern Siberia and Far North. On the basis of obtained data, if necessary, hereafter it is possible to enter corresponding adjustments of specified methods.

					Literature review	Лист
						19
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата		

2 Геотехнический мониторинг

Теплотехнические расчеты температурного режима грунтов проводятся для определения температуры грунта в заданных точках ограниченного расчетной областью пространства.

Теплотехнические расчеты грунтов проводятся для выбора технических решений при:

- проектировании объектов магистральных нефтепроводов;
- реконструкции объектов магистрального нефтепровода.

Теплотехнические расчеты выполняются в следующей последовательности:

- формирование исходных данных;
- проведение расчета температурного режима грунтов;
- проверка условий устойчивости по несущей способности и по осадкам;
- формирование предложений по проведению компенсирующих мероприятий.

Результаты теплотехнических расчетов позволяют:

- определить изменение несущей способности грунта расчетами по первой группе предельных состояний с учетом температурного режима;
- определить величину осадки;
- определить достаточность мероприятий по температурной стабилизации грунтов;
- определить необходимость проведения контроля состояния термометрических скважин.

2.1 Критерии необходимости проведения теплотехнических расчетов

Теплотехнические расчеты грунтов выполняются при мониторинге технического состояния объектов магистрального нефтепровода, если выявлен

					«Исследование влияния типа грунта на напряженно-деформированное состояние стенки магистрального трубопровода»			
Изм	Лист	Ф.И.О.	Подп.	Дата				
Разраб.		Буняк О.Г			Геотехнический мониторинг	Литера	Лист	Листов
Руков.		Чухарева Н.В					20	148
Консульт.						НИ ТПУ гр. 2БМ6А		
Рук-ль ООП		Бурков П.В						

хотя бы один из критериев необходимости проведения теплотехнических расчетов грунтов, приведенных в таблице 1.

Таблица 1 – Критерии проведения теплотехнических расчетов грунтов

№ п/п	Критерий выполнения расчетов	Обозначение характеристики	Погрешность измерения	Условие выполнения расчетов
1	2	3	4	5
1	Несоответствие фактического температурного режима грунтов требованиям рабочей документации	$t_{\text{факт}}$ – фактическая температура грунта по результатам термометрических измерений; $t_{\text{п}}$ – проектная температура грунта по требованиям рабочей документации	$\pm 0,1$ °С	$t_{\text{факт}} + 0,1 \geq t_{\text{проект}}$
2	Несоответствие фактической несущей способности требованиям рабочей документации	$F_{\text{проект}}$ – проектное расчетное значение несущей способности сваи; $F_{\text{факт}}$ – фактическая несущая способность сваи по результатам термометрических измерений.	–	$F_{\text{факт}} < F_{\text{проект}}$
3	Несоответствие режимов работы ТСГ паспортным данным и техническим условиям	$K_{\text{т}}$ – температурный коэффициент полезного действия по результатам обследований	$\pm 0,1$ д. ед.	$0,8 \leq K_{\text{т}} \leq 1,0$ $0,3 \leq K_{\text{т}} \leq 0,6$
4	Несоответствие фактических климатических условий принятым при проектировании	$T_{\text{вф}}$ – средняя зимняя температура наружного воздуха по данным метеостанций; $T_{\text{вп}}$ – средняя зимняя температура наружного воздуха, принятая при проектировании	$\pm 1,0$ °С	$T_{\text{вф}} + 1,0 > T_{\text{вп}}$
5	Получение результатов дополнительных инженерных обследований	–	–	Выполнять расчеты при получении результатов дополнительных инженерных обследований

Теплотехнические расчеты необходимо выполнять, при условии, что несоответствия условий эксплуатации удовлетворяют критериям, приведенным в таблице 1, в противном случае теплотехнические расчеты не выполняются. Продолжительность проведения теплотехнического расчета определяется в зависимости от выявленных несоответствий условий эксплуатации. Рекомендации по определению продолжительности теплотехнического расчета приведены в таблице 2.

					Геотехнический мониторинг	Лист
						22
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата		

Таблица 2 – Рекомендации по определению продолжительности теплотехнического расчета

№ п/п	Описание несоответствий условий эксплуатации	Методы выявления несоответствий	Продолжительность проведения теплотехнического расчета с учетом срока эксплуатации ОМТ
1	Проектирование вновь строящихся объектов магистральных нефтепроводов или реконструкция объектов магистральных нефтепроводов	–	Весь срок эксплуатации
2	Несоответствие фактического температурного режима грунтов требованиям рабочей документации	Измерения в термометрических скважинах	Весь срок эксплуатации
3	Несоответствие фактической несущей способности требованиям рабочей документации	Инструментальные измерения ПВП и расчеты по первой и второй группе предельных состояний	Весь срок эксплуатации
4	Несоответствие эффективности работы ТСГ паспортным данным и техническим условиям	Тепловизионная съемка в зимний период, визуальное обследование	Весь срок эксплуатации
5	Несоответствие фактических климатических условий принятым при проектировании	Результаты метеорологических наблюдений на метеостанциях	Весь срок эксплуатации
6	Получение результатов дополнительных инженерных обследований	Инженерные обследования	Весь срок эксплуатации

2.2 Порядок формирования исходных данных

В качестве исходных данных для выполнения теплотехнического расчета грунтов основания принимаются следующие данные:

- конструктивная характеристика;
- инженерно-геокриологическая характеристика грунтов;
- климатическая характеристика расположения;
- характеристика техногенных воздействий на грунты.

2.3 Определение мест размещения термометрических скважин

Порядок определения мест размещения термометрических скважин. Определение мест размещения ТС проводится в два этапа:

- определение участков трассы, на которых требуется постоянный контроль фактической температуры грунтов (включая участки, на которых предусмотрены мероприятия по пассивной термостабилизации грунтов);
- определение расположения ТС на участке, на котором требуется постоянный контроль фактической температуры грунтов.

Определение участков с ММГ, на которых требуется постоянный контроль фактической температуры грунтов. При подземной прокладке нефтепровода на участках с ММГ обустройство ТС требуется на участках, на которых по результатам прогнозных расчетов не выполняется условие прочности. При обустройстве ТС в рамках строительства или реконструкции участков ЛЧ МТ прогнозные расчеты выполняет проектная организации.

Участок с ММГ разбивается на подучастки по следующим критериям:

- в пределах выделяемого подучастка теплофизические свойства грунтов должны быть одинаковые (максимально допустимое отклонение 10 %);
- в пределах выделяемого подучастка крутизна склона должна находиться в одном из четырех диапазонов: менее 8°, от 8° до 11°, от 11° до 18°, более 18°;
- в пределах выделяемого подучастка экспозиция склона должна быть одинаковая: север, юг, запад, восток;
- в пределах выделяемого подучастка выполняются мероприятия по

					Геотехнический мониторинг	Лист
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата		24

пассивной термостабилизации грунтов.

Если на подучастке наибольшая расчетная просадка нефтепровода по результатам прогнозного расчета, выполненного при обосновании участков для обустройства ТС превышает 0,3 м (при фактической просадке более 0,3 м требуется приведение участка к нормативным требованиям), то в точке наибольшей расчетной просадки устраивается термометрический профиль. Если просадка нефтепровода по результатам прогнозных расчетов не превышает 0,3 м, то на таком подучастке обустройство термометрического профиля не требуется.

Термометрический профиль должен располагаться перпендикулярно оси нефтепровода. ТС не должна отклоняться от оси термометрического профиля более чем на 1 м.

Расположение термометрического профиля относительно оси нефтепровода (слева или справа по ходу движения нефти/нефтепродукта) определяется возможностью проведения буровых работ в зависимости от размещения линий электропередачи, вдольтрассовых проездов, элементов ЭХЗ, СОУиКА, но более чем на 0,5 м.

Допускается изменение расстояния от боковой образующей трубы до ТС, при необходимости обеспечения целостности элементов ЭХЗ, ВОЛС, СОУиКА в ходе проведения буровых работ и обустройства ТС.

					Геотехнический мониторинг	Лист
						25
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата		

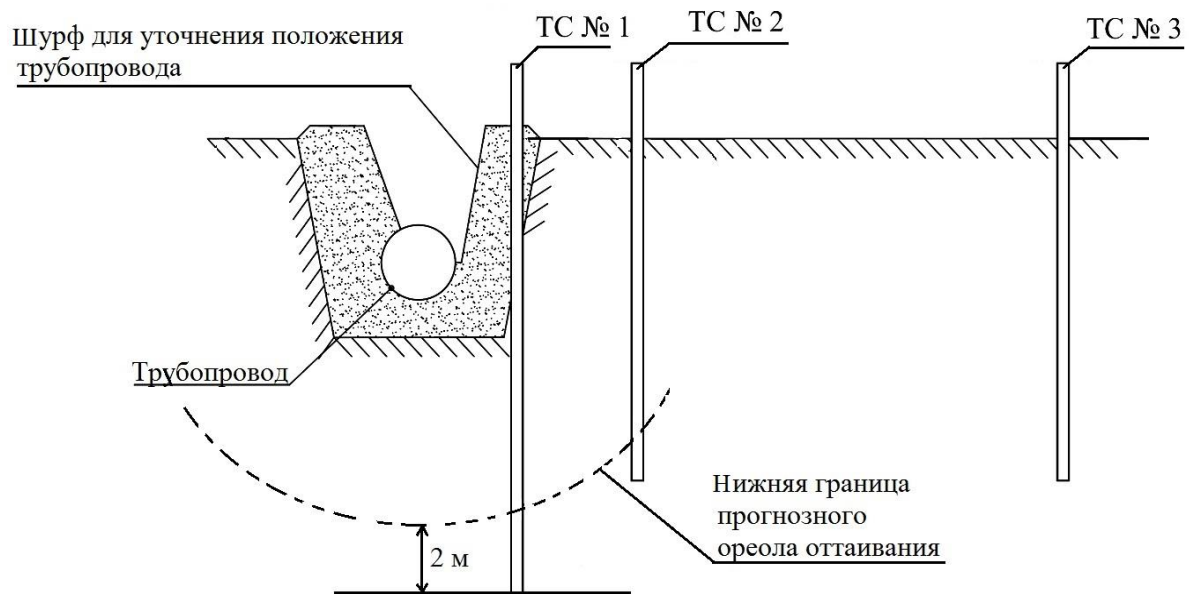


Рисунок 1 – Схема типового размещения ТС для нефтепровода подземной прокладки

Конструкция ТС приведена на рисунке 1. Материалы конструкции, из которых изготовлена ТС – в соответствии с рисунком 2.

					Геотехнический мониторинг	Лист
						26
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата		

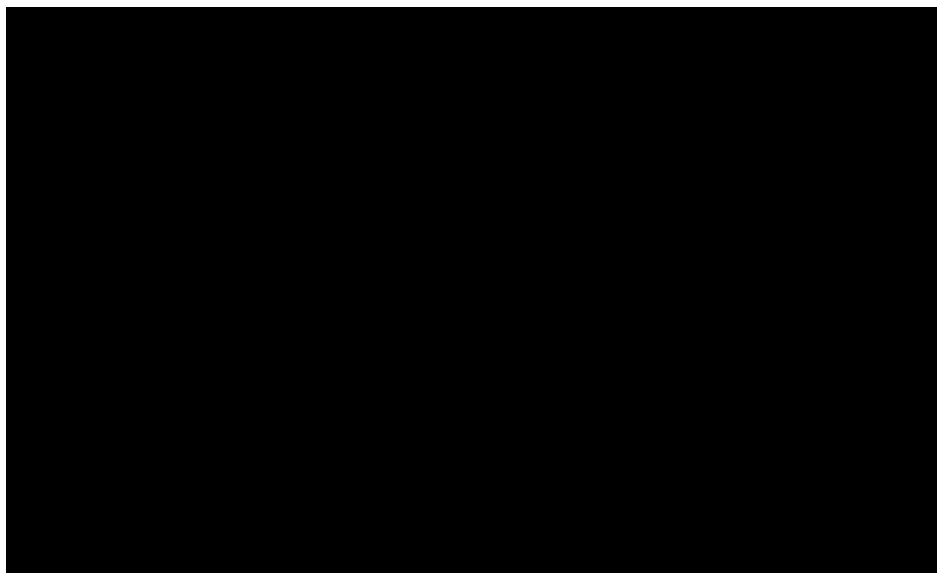


Рисунок 2 – Конструкция ТС:

- 1 – труба стальная с наружным диаметром 57 мм, толщиной стенки 4,0 мм, повышенной точности изготовления, из стали марки 20, изготавливается по группе В ГОСТ 8731;
- 2 – защитный кожух из трубы стальной с наружным диаметром 146 мм, толщиной стенки 5,0 мм, повышенной точности изготовления, из стали марки 20, изготавливается по группе В ГОСТ 8731;
- 3 – болт М12х20,46 по ГОСТ 15591;
- 4 – гирлянда температурных датчиков;
- 5 – прокладка из технической резины толщиной более 5 мм;
- 6 – влагонепоглощающий теплоизоляционный материал (типа пенокаучук/пенополистирол или аналоги);
- 7 – заглушка стальная эллиптическая по ГОСТ 17379;
- 8 – труба стальная с наружным диаметром 168 мм, толщиной стенки 4,0 мм, повышенной точности изготовления, из стали марки 20, изготавливается по группе В ГОСТ 8731;
- 9 – стальной лист толщиной 6 мм из стали С345, изготавливается по ГОСТ 27772;
- 10 – ручка для подъема крышки стальная;
- 11 – защитная крышка.

Пространство между защитным корпусом и термометрической трубой должно быть заполнено влагонепоглощающим теплоизоляционным материалом (типа пенокаучук/пенополистирол или аналоги). Антикоррозионная защита подземной и надземной части ТС должна быть выполнена в соответствии с требованиями РД-25.220.01-КТН-112-14. По окончании монтажа защитный кожух термометрической скважины должен быть окрашен в синий цвет RAL 5005 по цветовому регистру [34]. На защитном кожухе должна быть установлена информационная табличка. Информационная табличка с обозначением ТС должна быть изготовлена из металлического листа размером 300×500 мм, толщиной 2 мм.

					Геотехнический мониторинг	Лист
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата		27

3 Методика прогнозирования изменения планово-высотного положения нефтепровода на участках трассы с многолетнемерзлыми грунтами

Расчет прогнозного изменения ПВП и оценка НДС нефтепровода ЛЧ МН выполняется с целью прогнозирования технического состояния участка нефтепровода, расположенного на ММГ, в том числе при наличии тепловой изоляции.

При прогнозировании изменения ПВП нефтепровода принимаются следующие допущения:

- теплофизические характеристики грунтов изменяются только в зависимости от температуры (от изменения фазового состояния влаги в грунте);
- миграция подземных грунтовых вод отсутствует, так как на объектах ЛЧ МН реализованы мероприятия по инженерной защите;
- при расчете НДС принята упругая модель работы металла стенки нефтепровода;
- на боковой и нижней границах расчетной области теплообмен отсутствует.

3.1 Математические модели и численное решение задачи прогнозирования изменения планово-высотного положения нефтепровода

Расчет прогнозного изменения ПВП и оценка НДС нефтепровода проводится на период прогнозирования, который определяется как 30 лет после начала эксплуатации, либо после проведения реконструкции.

Прогнозирование изменения ПВП нефтепровода проводится с учетом неравномерной осадки грунта от теплового воздействия нефтепровода.

					«Исследование влияния типа грунта на напряженно-деформированное состояние стенки магистрального трубопровода»			
Изм	Лист	Ф.И.О.	Подп.	Дата				
Разраб.		Буняк О.Г			Методика прогнозирования изменения планово-высотного положения нефтепровода на участках трассы с многолетнемерзлыми грунтами	Литера	Лист	Листов
Руков.		Чухарева Н.В					29	148
Консульт.						НИ ТПУ гр. 2БМ6А		
Рук-ль ООП		Бурков П.В						

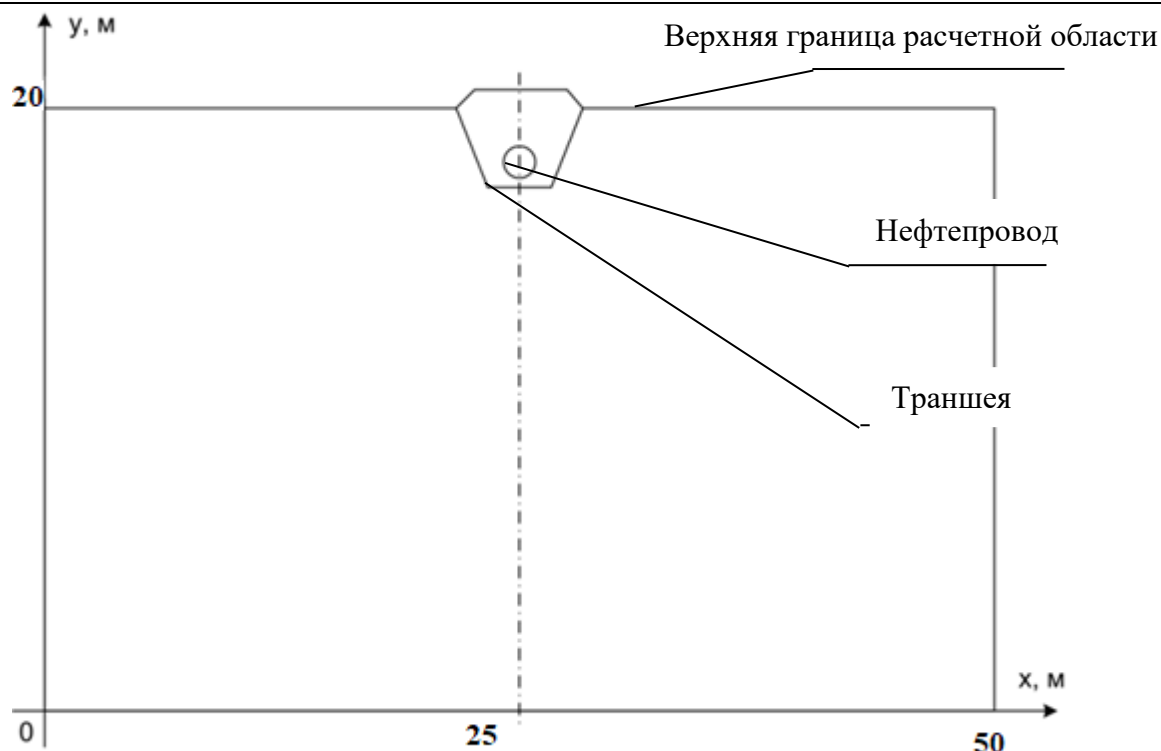


Рисунок 3 – Схема поперечного сечения вмещающего нефтепровод грунтового массива для расчета ореола оттаивания

Период прогнозирования температурных полей и ореолов оттаивания – 30 лет после начала эксплуатации участка либо после проведения реконструкции участка.

Прогноз ореолов оттаивания выполняется на период прогнозирования с шагом 1 месяц. Для каждого месяца результаты расчета включают:

- размер ореола оттаивания;
- температурное поле вмещающего грунта (температуру каждой точки расчетной сетки);
- осадка грунта под осью нефтепровода.

Расчет изменения ПВП нефтепровода проводится для участка после определения тепловой осадки на конец рассматриваемого года. Прогнозирование изменения ПВП выполняется с учетом начального положения нефтепровода в вертикальной и горизонтальной плоскостях.

Фактическое ПВП нефтепровода после строительства и/или выполнения ремонта/реконструкции определяется по данным геодезической съемки, выполненной после укладки нефтепровода в траншею до засыпки траншеи, и принимается в соответствии с исполнительной документацией.

					Методика прогнозирования изменения планово-высотного положения нефтепровода на участках трассы с многолетнемерзлыми грунтами	Лист
						30
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата		

Фактическое ПВП нефтепровода при эксплуатации определяется одним из следующих методов:

— прямым геодезическим измерением в шурфах, отрытых для выполнения ремонта/реконструкции (при выполнении ремонта/реконструкции);

— по данным измерения положения нефтепровода с помощью УОВ (при наличии УОВ);

— по данным измерений, выполненных с применением щупов без вскрытия нефтепровода (при возможности выполнения измерений с применением щупов по фактическому состоянию грунта над нефтепроводом);

— по данным измерений, выполненных трассопоисковым прибором, без вскрытия нефтепровода;

— по данным пропуска ВИП ОПТ (при отсутствии данных, полученных перечисленными выше методами).

Для обеспечения точности расчета ПВП численными методами с применением ПРМ, шаг расчетной сетки задается переменным. Максимальные значения шага сетки, установленные в зависимости от глубины и удаления от оси нефтепровода зоны расчета. Схема поперечного сечения вмещающего грунтового массива для расчета ПВП нефтепровода приведена на рисунке 4.

					Методика прогнозирования изменения планово-высотного положения нефтепровода на участках трассы с многолетнемерзлыми грунтами	Лист
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата		31

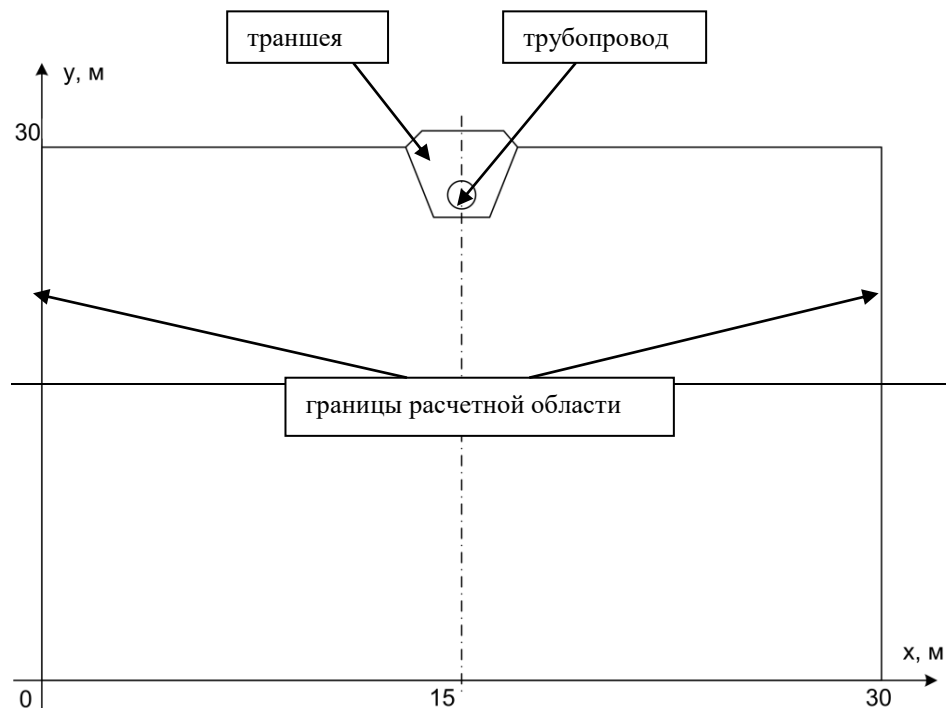


Рисунок 4 – Схема поперечного сечения вмещающего грунтового массива для расчета ПВП нефтепровода

Протяженность участка трассы для расчета/прогнозирования ПВП выбирается в соответствии с грунтовыми условиями согласно данным геологических изысканий. В расчетной схеме принимается, что края участка жестко заземлены грунтом. При наличии тепловой изоляции протяженность участка для прогнозирования ПВП выбирается не менее чем протяженность участка трассы с тепловой изоляцией.

Расчет тепловой осадки грунта выполняется после определения глубины оттаявшего грунта под осью нефтепровода на конец рассматриваемого месяца. Затем определяется просадка нефтепровода на величину осадки грунта, уменьшенной с учетом коэффициента оттаивания грунтов в расчетном сечении в соответствии с СП 25.13330.2012. Для каждого следующего месяца расчеты повторяются с учетом уточненного положения нефтепровода.

Период прогнозирования ПВП нефтепровода – 30 лет после начала эксплуатации участка либо после проведения реконструкции участка.

Прогноз ПВП нефтепровода выполняется на период прогнозирования с шагом 1 месяц.

При расчете текущего значения НДС участка ЛЧ МН учитываются

					Методика прогнозирования изменения планово-высотного положения нефтепровода на участках трассы с многолетнемерзлыми грунтами	Лист
						32
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата		

следующие нагрузки и воздействия:

- внутреннее рабочее давление;
- температурный перепад;
- собственный вес нефтепровода, включая вес антикоррозионной и тепловой изоляции (при наличии), балластирующих устройств (при наличии),
- собственный вес грунта засыпки;
- вес перекачиваемого продукта;
- воздействие грунта с учетом текущего ореола оттаивания на ММГ.

При расчете прогнозного значения НДС нефтепровода дополнительно учитываются следующие нагрузки и воздействия:

- нагрузки, связанные с непроектным изгибом нефтепровода вследствие изменения ПВП при оттаивании ММГ и/или морозном пучении грунта;
- воздействие грунта при прогножном оттаивании ММГ.

3.2 Алгоритм определения переменного шага расположения сечений вмещающего грунтового массива для расчета ореола оттаивания и осадки грунта

Первое сечение всегда располагается в начальной точке участка, который рассчитывается.

Необходимо проанализировать продольный профиль линейной части трассы, на литологический состав и мощность инженерно- геологических элементов, вдоль нефтепровода не превышающим два номинальных диаметра. Для расчёта осадки и ореола оттаивания грунта, следующее сечение необходимо расположить близко к предыдущему сечению в котором отличается хотябы один ИГЭ.

3.2.1 Математическая модель и численное решение задачи прогнозирования ореола оттаивания в сечениях на участках нефтепровода с ММГ

Грунтовой массив, который вмещает нефтепровод, является сложной открытой термодинамической системой, в которой происходит нарушение термодинамического равновесия из-за теплового влияния окружающей среды и

					Методика прогнозирования изменения планово-высотного положения нефтепровода на участках трассы с многолетнемерзлыми грунтами	Лист
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата		33

нефтепровода, которое приводит к теплопереносу.

Перенос тепла во вмещающем грунтовом массиве осуществляется за счет кондуктивной теплопередачи. Процесс кондуктивной теплопередачи (теплопроводности) описывается уравнением Фурье [35] – [37]:

$$C_{ГР}\rho_{ГР} \frac{\partial \vartheta}{\partial t} = \frac{\partial}{\partial X} (\lambda_{ГР} \frac{\partial \vartheta}{\partial X}) + \frac{\partial}{\partial Y} (\lambda_{ГР} \frac{\partial \vartheta}{\partial Y}), \quad (1)$$

где $C_{ГР}\rho_{ГР}$ – объемная теплоемкость грунта (с учетом теплоемкости всех его компонентов, учитывая, что $C_{ГР}$ – теплоемкость грунта, $\rho_{ГР}$ – плотность грунта);

ϑ – температура грунта, °С;

t – время, с;

$\lambda_{ГР}$ – теплопроводность грунта, Вт/м·К.

Для грунтов, находящихся при температуре ниже температуры замерзания свободной воды, уравнение теплопроводности согласно [38]:

$$C_{ГР}\rho_{ГР} \frac{\partial \vartheta}{\partial t} = \frac{\partial}{\partial X} (\lambda_{ГР} \frac{d\vartheta}{dX}) + \frac{\partial}{\partial Y} (\lambda_{ГР} \frac{\partial \vartheta}{\partial Y}) + \rho_{Л} n L b \frac{\partial R}{\partial t}, \quad (2)$$

где $\rho_{Л}$ – плотность льда, кг/м³;

n – пористость грунта;

L – удельная теплота плавления льда, Дж/кг;

b – степень льдистости (влажности) грунта;

R – относительная льдистость (представляет собой отношение массы порового льда к массе поровой воды).

Последнее слагаемое в уравнении (2) описывает выделение или поглощение тепла при фазовых превращениях поровой влаги в грунте, а входящая в это выражение относительная льдистость представляет собой отношение массы порового льда к массе поровой воды: $R = 1$, если вся вода замерзла и $R = 0$, если весь лед растаял.

Таким образом, теплоперенос во вмещающем грунтовом массиве будет описываться системой дифференциальных уравнений (1) и (2), которая дополняется выражениями для входящих в уравнения коэффициентов:

- для коэффициента теплопроводности $\lambda_{ГР}$, Вт/м·К, согласно [38]:

$$\lambda_{ГР} = \lambda_{Т} + R(\lambda_{М} - \lambda_{Т}), \quad (3)$$

где $\lambda_{Т}$ – коэффициент теплопроводности грунта, находящегося в талом состоянии, Вт/м·К;

					Методика прогнозирования изменения планово-высотного положения нефтепровода на участках трассы с многолетнемерзлыми грунтами	Лист
						34
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата		

λ_M – коэффициент теплопроводности грунта, находящегося в твердомерзлом состоянии, Вт/м·К.

- для объемной теплоемкости $(C\rho)_{ГР}$, Дж/м³·К, согласно [39]:

$$(C\rho)_{ГР} = (C\rho)_T - [1 - (C\rho)_Л] \cdot R \cdot n \cdot b, \quad (4)$$

где $(C\rho)_T$ и $(C\rho)_Л$ – объемная теплоемкость талого грунта и порового льда соответственно, Дж/м³·К.

Начальное распределение температуры во вмещающем грунтовом массиве принимается по данным натуральных наблюдений при наличии установленных на участке термометрических скважин или по данным ФГБУ «Росгеолфонд», его филиалов и территориальных фондов геологической информации в случае отсутствия на участке установленных термометрических скважин.

Для расчетов температурных полей и ореолов оттаивания вокруг нефтепровода назначается расчетная область вмещающего нефтепровод грунтового массива. Поскольку грунтовый массив может быть неоднородным и его верхняя поверхность (рельеф) может быть не горизонтальной по причине наличия валика засыпки траншеи, при расчете требуется учитывать все четверти расчетной области. Расчетная схема поперечного сечения нефтепровода приведена на рисунке 5. Размеры расчетной области назначаются так, чтобы тепловое влияние нефтепровода в процессе расчетов на боковых и нижней границах расчетной области можно было не учитывать (по ширине не менее 24 DN, а по глубине не менее 20 DN).

					Методика прогнозирования изменения планово-высотного положения нефтепровода на участках трассы с многолетнемерзлыми грунтами	Лист
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата		35

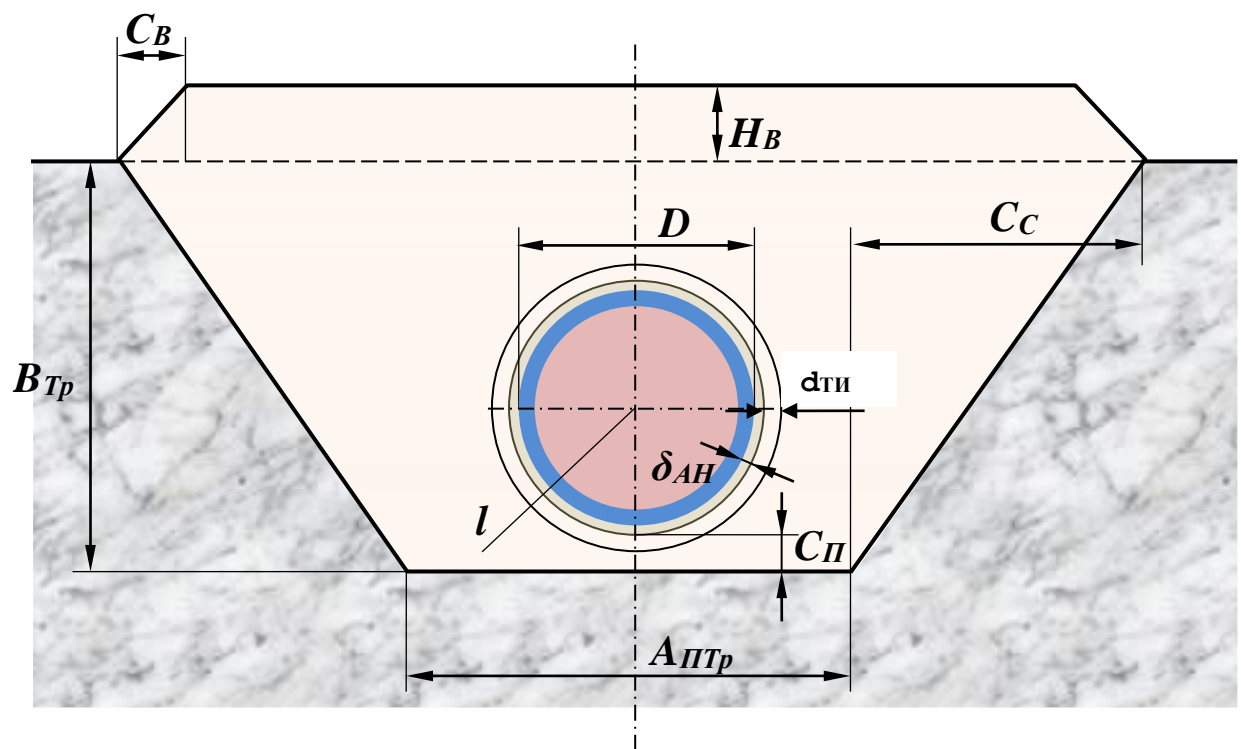


Рисунок 5 – Расчетная схема поперечного сечения нефтепровода:

- $A_{ПТр}$ – ширина подошвы траншеи, м;
 $B_{Тр}$ – глубина траншеи от поверхности земли до подошвы траншеи, м;
 C_C – заложение откосов траншеи, м;
 $C_П$ – расстояние от подошвы траншеи до нижней образующей трубы, м;
 C_B – заложение откосов валика засыпки траншеи, м;
 D – диаметр трубы, м;
 H_B – возвышение засыпки над поверхностью земли, м;
 l – нормаль к трубе, м;
 $\delta_{ТИ}$ – толщина слоя теплоизоляционного покрытия нефтепровода, м;
 $\delta_{АН}$ – толщина слоя антикоррозионного покрытия нефтепровода, м.

При расчетах устанавливаются следующие условия теплообмена на границах рассчитываемой области:

- для дневной поверхности вмещающего грунтового массива – граничное условие III рода согласно;
- на боковых и нижней границах расчетной области – условие отсутствия теплообмена;
- на внешней поверхности трубы при наличии антикоррозионного покрытия – граничное условие III рода согласно.

Граничные условия в расчетной области вмещающего грунтового массива приведены на рисунке 6.

где U_I – средняя за рассматриваемый период времени скорость ветра над поверхностью земли, м/с.

Эффективный коэффициент теплообмена атмосферного воздуха с дневной поверхностью вмещающего грунтового массива через слой снежного покрова, $\alpha_{эф}$, ккал/м²·ч·°С, определяется согласно [43]:

$$\alpha_{эф} = \frac{1}{\left(\frac{1}{\alpha_{сн}} + \frac{\delta_{сн}}{\lambda_{сн}} \right)}, \quad (8)$$

где $\delta_{сн}$ – толщина снежного покрова на открытой поверхности грунта, м.

Коэффициент теплопроводности снега $\lambda_{сн}$, ккал/(см·с·°С), для каждого зимнего месяца в зависимости от плотности снега и его толщины определяется согласно [44]:

$$\lambda_{сн} = 0,0005 + 0,0019\rho_s + 0,006\rho_s^2. \quad (9)$$

Плотность слоя снега $\rho_{сн}$, кг/м³, определяется по формуле Абэ согласно [45].

Коэффициент теплообмена атмосферного воздуха с поверхностью снежного покрова $\alpha_{сн}$, ккал/м²·ч·°С, при средней за Δt скорости ветра над поверхностью земли U_I определяется по формуле Юргенса согласно [45]:

$$\alpha_{сн} = 6,47 \cdot U_I^{0,78}. \quad (10)$$

Радиационный теплоприток определяется по формуле:

$$S_r = \frac{Q_0 \cdot k \cdot (1 - A)}{t}, \quad (11)$$

где Q_0 – суммарная (прямая и рассеянная) солнечная радиация на горизонтальную поверхность при действительных условиях облачности, Дж/м²;

t – время, с (для среднемесячных значений t принимается равным 2592000 с);

k – коэффициент пересчета для поверхностей различного наклона и различной ориентации (по СП 131.13330.2012);

A – альbedo поверхности (принимается в зависимости от сезона года и типа поверхности суши вдоль трассы нефтепровода).

На боковых и нижней границах расчетной области по условию отсутствия теплообмена:

$$\frac{\partial \mathcal{G}}{\partial x} = 0; \quad \frac{\partial \mathcal{G}}{\partial y} = 0 \quad (12)$$

					Методика прогнозирования изменения планово-высотного положения нефтепровода на участках трассы с многолетнемерзлыми грунтами	Лист
						38
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата		

На внешней поверхности трубы при наличии антикоррозионного и теплоизоляционного покрытия по условию III род:

$$\lambda_{зр} \frac{\partial \vartheta_{II}}{\partial \ell} = \alpha_{эф} (\vartheta_{II} - T_H), \quad (13)$$

где $\lambda_{зр}$ – коэффициент теплопроводности окружающего грунта, Вт/(м·°C);

ϑ_{II} – температура грунта на внешней поверхности теплоизоляционного покрытия, °C;

$\alpha_{эф}$ – эффективный коэффициент теплоотдачи от поверхности трубы к грунту через слой антикоррозионного покрытия (среднее значение за месяц), Вт/(м²·°C);

$T_H = f(t)$ – температура металла наружной поверхности трубы (средняя за месяц);

l – расстояние от расчетной точки по нормали к поверхности трубы, м.

Эффективный коэффициент теплоотдачи от наружной поверхности трубы к грунту определяется по формуле:

$$\alpha_{эф} = \frac{1}{\frac{1}{\alpha_n} + \frac{\delta_{покp}}{\lambda_{покp}}}, \quad (14)$$

где $\delta_{покp}$ – толщина покрытия нефтепровода (антикоррозионного и теплоизоляционного), м;

$\lambda_{покp}$ – коэффициент теплопроводности покрытия нефтепровода (при отсутствии теплоизоляции, принимается равным коэффициенту теплопроводности антикоррозионного покрытия, при наличии теплоизоляции коэффициенту теплопроводности теплоизоляционного покрытия), ккал/(м·ч·°C);

α_n – коэффициент теплоотдачи металла трубы с внутренней поверхностью антикоррозионного покрытия, Вт/(м²·°C).

3.2.2 Математическая модель прогнозирования изменения температурного режима грунтов

Расчет распространения тепла в трехмерном пространстве осуществляется в соответствии с факторами. При этом в уравнении теплопроводности учитываются фазовые превращения и перенос тепла за счет конвекции:

$$\left(c(T) + \rho_b L \frac{\partial w_w(T)}{\partial T} \right) \frac{\partial T}{\partial t} + \nabla(-\lambda(T) \nabla T) + C w u \nabla T = 0 \quad (15)$$

где T – температура, °C;

$C(T)$ – зависимость объемной теплоемкости грунта от температуры, Дж/(м³·°C);

					Методика прогнозирования изменения планово-высотного положения нефтепровода на участках трассы с многолетнемерзлыми грунтами	Лист
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата		39

$w_w(T)$ – зависимость количества незамерзшей воды в грунте от температуры, д. е.;

ρ_b – плотность грунта, кг/м³;

L – удельная теплота фазового перехода;

t – время, с;

$\lambda(T)$ – зависимость теплопроводности грунта от температуры, Вт/(м·°С);

C_w – объемная теплоемкость воды, Дж/(м³·°С);

u – вектор скорости фильтрации грунтовых вод.

Вычисление зависимости объемной теплоемкости и теплопроводности от температуры выполняется, в соответствии с которым задается значение объемной теплоемкости и теплопроводности для талого и мерзлого грунта и на основании этих значений вычисляется температурная зависимость объемной теплоемкости и теплопроводности по формулам:

$$\begin{aligned} C(T) &= C_f \left(1 - \frac{w_w(T)}{w_{tot}} \right) + C_{th} (w_w(T)/w_{tot}) \\ \lambda(T) &= \lambda_f \left(1 - \frac{w_w(T)}{w_{tot}} \right) + C_{th} (w_w(T)/w_{tot}) \end{aligned} \quad (16)$$

где w_{tot} – суммарная весовая влажность грунта, доли ед.

Для теплоизоляционных, строительных и других материалов влагосодержание которых очень низкое, значение объемной теплоемкости и теплопроводности ниже и выше температуры замерзания воды задается одинаковым. Используемые для расчета ПРМ должны позволять задание любой температурной зависимости объемной теплоемкости и теплопроводности в табличной форме. Для моделирования теплового взаимодействия задается четыре вида граничных условий к уравнению теплопроводности в соответствии. Численное решение задачи прогнозирования температурного режима вмещающего грунтового массива.

Описание численной модели прогнозирования температурного режима вмещающего грунтового массива. Расчет температурных полей и ореолов оттаивания производится методом конечных разностей. Переход от дифференциальных уравнений к разностным производится заменой непрерывного изменения аргументов X и Y на конечное дискретное множество точек. Точки, в которых производится расчет температуры, называются узлами сетки. Вместо функций непрерывного аргумента рассматриваются функции

					Методика прогнозирования изменения планово-высотного положения нефтепровода на участках трассы с многолетнемерзлыми грунтами	Лист
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата		40

дискретного аргумента, определяемые в узлах сетки и называемые сеточными функциями согласно [46] – [48]. Производные, входящие в дифференциальные уравнения, заменяются на конечные разности, а дифференциальные уравнения – системой алгебраических разностных уравнений.

Для представления уравнений (2) и (3) в конечных разностях строится разностная сетка с переменными размерами ячеек, исходя из того, что температурное поле вблизи нефтепровода в процессе эксплуатации неоднородно как по вертикальному направлению, так и по горизонтальному.

Коэффициент λ_{cp} задается для каждого узла сетки, поэтому для получения уравнений (2) и (3) в разностном описании используется метод баланса согласно [46], [49]. Приняв закон изменения функции распределения температуры (ϑ) вдоль координат линейным, и коэффициент теплопроводности грунта (λ_{cp}) постоянным в пределах каждой отдельной ячейки сетки, то разностное представление уравнения к сумме производных второго порядка в (2) и (3) представляется согласно [46], [47] в виде:

$$\Delta \vartheta = \frac{2}{\Delta x_j + \Delta x_{j+1}} \left(\frac{2\lambda_{i,j-1} \cdot \lambda_{i,j}}{\lambda_{i,j-1} + \lambda_{i,j}} \cdot \frac{\vartheta_{i,j-1} - \vartheta_{i,j}}{\Delta x_j} - \frac{2\lambda_{i,j+1} \cdot \lambda_{i,j}}{\lambda_{i,j+1} + \lambda_{i,j}} \cdot \frac{\vartheta_{i,j} - \vartheta_{i,j+1}}{\Delta x_{j+1}} \right) + \frac{2}{\Delta y_i + \Delta y_{i+1}} \left(\frac{2\lambda_{i-1,j} \cdot \lambda_{i,j}}{\lambda_{i-1,j} + \lambda_{i,j}} \cdot \frac{\vartheta_{i-1,j} - \vartheta_{i,j}}{\Delta y_i} - \frac{2\lambda_{i+1,j} \cdot \lambda_{i,j}}{\lambda_{i+1,j} + \lambda_{i,j}} \cdot \frac{\vartheta_{i,j} - \vartheta_{i+1,j}}{\Delta y_{i+1}} \right); \quad (17)$$

Суммы производных второго порядка

$$\Delta \vartheta \cong (A \cdot \vartheta_{i,j-1} + E \cdot \vartheta_{i,j+1} + B \cdot \vartheta_{i-1,j} + F \cdot \vartheta_{i+1,j}) - (A + E + B + F) \vartheta_{i,j}, \quad (18)$$

где коэффициенты A , E , B и F приведены в таблице 3.

					Методика прогнозирования изменения планово-высотного положения нефтепровода на участках трассы с многолетнемерзлыми грунтами	Лист
						41
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата		

Таблица 3– Коэффициенты A, E, B, F в уравнении (18)

A	$\frac{4\lambda_{i,j-1} \cdot \lambda_{i,j}}{\lambda_{i,j-1} + \lambda_{i,j}} \cdot \frac{1}{\Delta x_j (\Delta x_j + \Delta x_{j+1})}$
E	$\frac{4\lambda_{i,j+1} \cdot \lambda_{i,j}}{\lambda_{i,j+1} + \lambda_{i,j}} \cdot \frac{1}{\Delta x_{j+1} (\Delta x_j + \Delta x_{j+1})}$
B	$\frac{4\lambda_{i-1,j} \cdot \lambda_{i,j}}{\lambda_{i-1,j} + \lambda_{i,j}} \cdot \frac{1}{\Delta y_i (\Delta y_i + \Delta y_{i+1})}$
F	$\frac{4\lambda_{i+1,j} \cdot \lambda_{i,j}}{\lambda_{i+1,j} + \lambda_{i,j}} \cdot \frac{1}{\Delta y_{i+1} (\Delta y_i + \Delta y_{i+1})}$

Для представления производных в уравнениях в (1) и (2) применяется неявная разностная схема [46], [47]. Для аппроксимации первой производной (по времени) применяется двухслойная временная схема согласно [50] (рисунок 7):

$$\frac{\partial \vartheta}{\partial t} = \frac{\vartheta_{ij}^{K+1} - \vartheta_{ij}^K}{\Delta t}; \quad (20)$$

где ϑ_{ij}^{K+1} и ϑ_{ij}^K – значения температуры в узле « i, j » во временных слоях « $K+1$ » и « K », отстоящих друг от друга на интервал времени Δt . Здесь и далее временные слои « $K+1$ » и « K » обозначаются «текущим» и «предыдущим» моментом времени, соответственно.

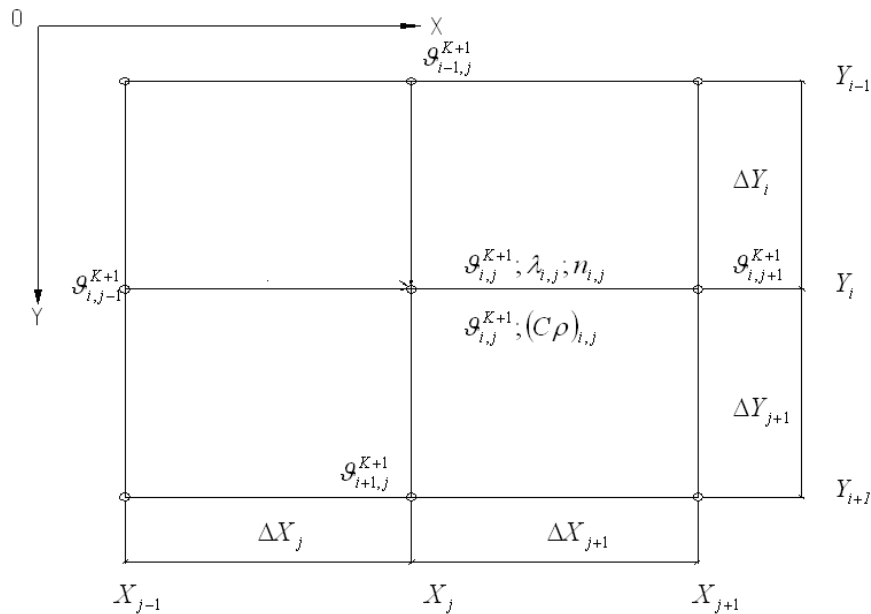


Рисунок 7 – К представлению уравнений теплопереносов конечных разностях

Разностная аппроксимация суммы производных второго порядка по уравнению (20) с заменой ϑ на ϑ^{K+1} приводит к выражению:

$$\Delta \vartheta^{K+1} = (A_g \cdot \vartheta_{i,j-1}^{K+1} + E_g \cdot \vartheta_{i,j+1}^{K+1} + B_g \cdot \vartheta_{i-1,j}^{K+1} + F_g \cdot \vartheta_{i+1,j}^{K+1}) - (A_g + B_g + E_g + F_g) \cdot \vartheta_{i,j}^{K+1}, \quad (21)$$

где коэффициенты A , E , B и F .

Подстановка выражений (20) и (2) в уравнение (1) дает относительно ϑ_{ij}^{K+1} следующую зависимость:

$$\vartheta_{i,j}^{K+1} = \frac{\vartheta_{i,j}^K + \frac{\Delta t}{(C\rho)_{i,j}} (A \cdot \vartheta_{i,j-1}^{K+1} + E \cdot \vartheta_{i,j+1}^{K+1} + B \cdot \vartheta_{i-1,j}^{K+1} + F \cdot \vartheta_{i+1,j}^{K+1})}{1 + \frac{\Delta t}{(C\rho)_{i,j}} (A + E + B + F)}; \quad (22)$$

где $(C\rho)_{i,j}$ – объемная теплоемкость грунта в узле « i,j ».

Поскольку при записи уравнения (21) использована неявная разностная схема, поэтому значение элементарного периода времени Δt выбирается только из необходимой точности расчетов [96,97].

Таким образом, определение значений температуры грунта на различные моменты времени по неявной схеме сводится к решению на каждом временном шаге системы линейных уравнений. Для решения системы уравнений методом итераций уравнение (22) представляется в виде (используется итерационный метод Зейделя согласно [48]):

$$\vartheta^{S+1} = \frac{\vartheta_{i,j}^K + \frac{\Delta t}{(C\rho)_{i,j}} (A \cdot \vartheta_{i,j-1}^{S+1} + E \cdot \vartheta_{i,j+1}^{S+1} + B \cdot \vartheta_{i-1,j}^{S+1} + F \cdot \vartheta_{i+1,j}^{S+1})}{1 + \frac{\Delta t}{(C\rho)_{i,j}} (A + E + B + F)}; \quad (23)$$

где надстрочный индекс S показывает порядковый номер итерации.

В качестве начального приближения принимаются значения температуры с предыдущего момента времени, т.е. $\vartheta_{i,j}^{S=0} = \vartheta_{i,j}^K$.

Для окончания итерационного процесса задается точность сходимости решения ε_g и проверяется выполнение условия согласно [48]:

$$\max |\vartheta^{S+1} - \vartheta_{i,j}^S| \leq \varepsilon_g; \quad (24)$$

Для исключения расхождения решения (бесконечных вычислений) ограничивается максимальное число выполняемых итераций.

При выполнении условия (24) значения температуры грунта в узлах

					Методика прогнозирования изменения планово-высотного положения нефтепровода на участках трассы с многолетнемерзлыми грунтами	Лист
						43
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата		

сетки определяются по формуле:

$$\vartheta_{i,j}^{K+1} = \vartheta^{s+1}; \quad (25)$$

Учет в конечных разностях фазовых превращений поровой влаги

В конечных разностях уравнение (2) может представляется в следующей форме:

$$(C\rho)_{i,j} \frac{\vartheta_{i,j}^{K+1} - \vartheta_{i,j}^K}{\Delta t} = \Lambda \vartheta^{K+1} + \rho_{л} L n_{i,j} b_{i,j} \frac{R_{i,j}^{K+1} - R_{i,j}^K}{\Delta t}; \quad (26)$$

где $\Lambda \vartheta^{K+1}$ определяется выражением (21).

В уравнении (26) содержатся две функции, которые требуется рассчитать: ϑ_{ij}^{K+1} и R_{ij}^{K+1} . Их значения могут быть определены по методу А.В. Февралева: так как изменение льдистости происходит при постоянной температуре ϑ_{ϕ} , то для узлов разностной сетки, температура скелета в которых достигла этого значения, записывается:

$$\vartheta_{ij}^{K+1} = \vartheta_{\phi,ij}; \quad (27)$$

т.е. температура в этих узлах принимается постоянной до тех пор, пока не завершатся процессы замерзания – таяния влаги.

Величиной, с помощью которой контролируются процессы замерзания – таяния поровой влаги в грунте является льдистость. Изменения значений льдистости определяется из уравнения (27):

$$R_{i,j}^{K+1} = R_{i,j}^K + \frac{(\vartheta_{\phi,ij} - \vartheta_{i,j}^K) \cdot (C\rho)_{i,j}}{\rho_{л} L n_{i,j} b_{i,j}} - \frac{\Delta t [A_g \vartheta_{i,j-1} + E_g \vartheta_{i,j+1} + B_g \vartheta_{i-1,j} + F_g \vartheta_{i+1,j} - (A_g + E_g + B_g + F_g) \vartheta_{\phi,ij}]}{\rho_{л} L n_{i,j} b_{i,j}}; \quad (28)$$

Зависимость (28) справедлива до тех пор, пока льдистость не достигнет своих крайних значений: единицы (при замерзании воды) или нуля (при таянии льда). Как только это произойдет, температура в узле сетки может быть определена из уравнения (26) при постоянном значении льдистости:

$$\vartheta_{i,j}^{K+1} = \frac{\vartheta_{\phi,ij} + \frac{\Delta t}{(C\rho)_{i,j}} (A_g \vartheta_{i,j-1}^{K+1} + E_g \vartheta_{i,j+1}^{K+1} + B_g \vartheta_{i-1,j}^{K+1} + F_g \vartheta_{i+1,j}^{K+1}) + \frac{\rho_{i,j} L n_{i,j} b_{i,j}}{(C\rho)_{i,j}} (R_{i,j}^{K+1} - R_{i,j}^K)}{1 + \frac{\Delta t}{(C\rho)_{i,j}} (A_g + E_g + B_g + F_g)}; \quad (29)$$

где $R_{ij}^{K+1} = 1$ – при замерзании или $R_{ij}^{K+1} = 0$ – при оттаивании.

					Методика прогнозирования изменения планово-высотного положения нефтепровода на участках трассы с многолетнемерзлыми грунтами	Лист
						44
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата		

3.3 Математическая модель и численное решение задачи прогнозирования изменения ПВП нефтепровода на участках с ММГ

В данном подразделе рассматриваются основные закономерности взаимодействия грунтов с многолетнемёрзлыми грунтами и нефтепровода. Рассмотрим случай, когда нефтепровода в результате изменений грунтовых характеристик, подвергается воздействиям во всех пространственных направлениях. Нефтепровод рассматривается как упругая балка бесконечной длины, находящаяся под действием комплексных нагрузок.

Стоит задача в определении напряжённо- деформированного состояния участка нефтепровода. Рассчитывая напряжённо- деформированное состояние на участках с многолетнемёрзлыми грунтами, нужно учитывать: возможное изменение грунтовых условий по длине нефтепровода, нужно учитывать проектное плано- высотное положение нефтепровода, возможные изменения нагрузки на нефтепровод, а так же ее перераспределения в зависимости от деформации самого нефтепровода и грунта.

Схема участка нефтепровода приведена на рисунке 8.

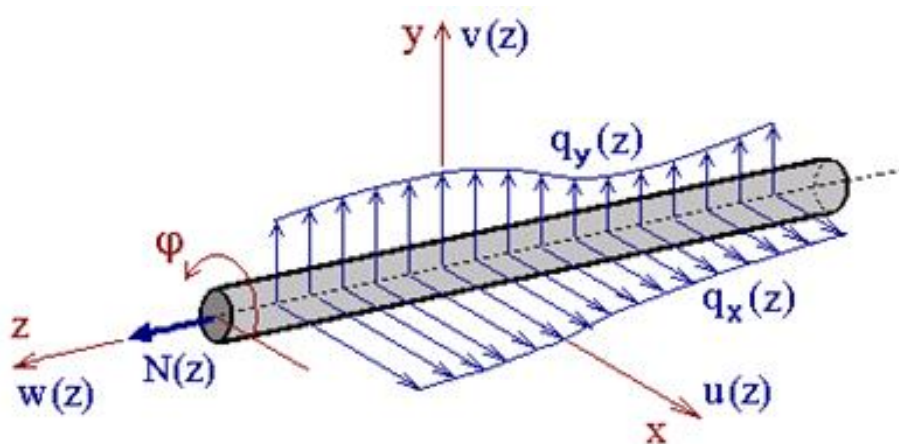


Рисунок 8 – Схема участка нефтепровода

Решение строится с помощью системы дифференциальных уравнений

$$\begin{cases} E J_y \frac{d^4 u}{dz^4} - N(z) \frac{d^2 u}{dz^2} = q_x(z) \\ E J_x \frac{d^4 v}{dz^4} - N(z) \frac{d^2 v}{dz^2} = q_y(z) \frac{d^2 w}{dz^2} = -\frac{q_z(z)}{\pi D E \delta_T} \end{cases} \quad (30)$$

Первое уравнение системы (30) – уравнение продольно-поперечного изгиба упругой балки в плоскости (x,z), второе – уравнение продольно-поперечного изгиба упругой балки в плоскости (y,z), а третье – уравнение, описывающее состояние нефтепровода при продольном сдвиге по оси z.

Здесь приняты следующие обозначения: u – поперечное смещение оси трубы по горизонтали; v – вертикальное смещение трубы, м; w – продольное смещение трубы, м; $q_x(z)$ – поперечная горизонтальная нагрузка на трубу, м; $q_y(z)$ – вертикальная нагрузка на трубу, Н/м; q_z – продольная нагрузка на трубу, Н/м; E – модуль упругости металла трубы, Па; $N(z)$ – продольная (осевая) сила, Н; $J_y(z)$ – момент инерции поперечного сечения трубы относительно вертикальной оси y, совпадает с $J_x(z)$, м⁴.

Геометрические характеристики труб, наиболее часто используемые в расчетах МН, определяются следующим образом:

площадь поперечного сечения стенки трубы, $F(z)$, м²

$$F(z) = \pi \delta_T (D - \delta_T); \quad (31)$$

осевой момент инерции поперечного сечения трубы, J_x , м⁴

$$J_x = J_y = \frac{\pi [D^4 - (D - 2\delta_T)^4]}{64}; \quad (32)$$

где D – наружный диаметр нефтепровода, м;

δ_T – толщина стенки трубы, м.

Перемещения в вертикальной плоскости из-за осадки грунта определяются в соответствии со вторым и третьим уравнениями системы (30).

Смещения нефтепровода в плане, связанные с уменьшением несущей способности грунтового массива при его оттаивании в процессе эксплуатации, определяются в соответствии с первым и третьим уравнениями системы (30). Смещения происходят в сторону минимизации энергии изогнутого нефтепровода и приводят к уменьшению напряжений от изгиба в горизонтальной плоскости. В случае, если участок нефтепровода занимает изогнутое положение в плане, соответствующее минимуму энергии от упругого изгиба в горизонтальной плоскости, перемещений участка нефтепровода в рассматриваемой плоскости при оттаивании грунтового массива наблюдаться не будет. Примером такого изогнутого положения является участок

					Методика прогнозирования изменения планово-высотного положения нефтепровода на участках трассы с многолетнемерзлыми грунтами	Лист
						46
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата		

нефтепровода, изогнутый путем укладки в траншею с постоянным радиусом кривизны в горизонтальной плоскости, границы которого зафиксированы от смещений и поворотов скальными породами или установленными задвижками.

Для корректного расчета напряжённо- деформированного состояния линейной части магистрального нефтепровода необходимо учесть нелинейное взаимодействие нефтепровода с грунтом, которое будет моделировать различный характер отпора грунта в зависимости от направлений локальных осей нефтепровода.

Моделирование взаимодействия грунта с нефтепроводной системой осуществляется на основании теории, описанной в [49]. Перемещения нефтепровода в грунте рассматриваются в вертикальной, горизонтальной плоскостях и вдоль оси нефтепровода. Сопротивление грунта в разных плоскостях рассматривается независимо друг от друга.

Характеристики нелинейных пружин (графики) и формулы для определения предельных сил и жесткостей приведены в таблице 4. При вычислении указанных характеристик нелинейных пружин предполагалось горизонтальное расположение оси нефтепровода и учитывались свойства ненарушенного грунта и грунта-засыпки.

					Методика прогнозирования изменения планово-высотного положения нефтепровода на участках трассы с многолетнемерзлыми грунтами	Лист
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата		47

Таблица 4 – Сопротивление грунта перемещениям нефтепровода				
№ п/п	График	Формула		
1	2	3		
1 Сопротивление грунта продольным горизонтальным перемещениям нефтепровода				
1.1		$F_1^{\text{пред}} = (q_{\text{св}} + 2\gamma_{\text{гр}}^{\text{зас}} c_h \pi D^2) \text{tg} \varphi_{\text{гр}}^{\text{зас}} + 0,6 \pi D c_{\text{гр}}^{\text{зас}}; \quad (34)$	$q_{\text{св}} = -\frac{\pi \gamma_{\text{т}}}{4} \cdot [D^2 - (D - 2\delta_{\text{т}})^2] - \frac{\pi \gamma_{\text{н}}}{4} (D - 2\delta_{\text{т}})^2 - \pi \gamma_{\text{н}} \delta_{\text{н}} (D + \delta_{\text{н}}); \quad (35)$	$k_1 = C_{\text{з0}}^{\text{зас}}; \quad (36)$
		$K = C_{\text{з0}}^{\text{зас}} \pi D; \quad (37)$	$w_{\text{упр}}^{\text{пред}} = \frac{F_1^{\text{пред}}}{K}; \quad (38)$	
		При наличии корпусной теплоизоляции нагрузка на нефтепровод равна $F_{\text{ТИ}} = K_{\text{ТИ}} q_1$; (39)		
2 Сопротивление грунта поперечным горизонтальным перемещениям нефтепровода				
2.1		$F_3^{\text{пред}} = R_{\text{гр}} D; \quad (40)$	$k_3 = \frac{0,12 E_{\text{гр}} \eta_{\text{гр}}}{(1 - \mu_{\text{гр}}^2) \sqrt{L_0 D}} \left[1 - \exp(-2(h_0 + D/2)/D) \right]; \quad (41)$	$K = k_3 D; \quad (42)$
		$u_{\text{упр}}^{\text{пред}} = \frac{F_3^{\text{пред}}}{K}; \quad (43)$		
3 Сопротивление грунта вертикальным перемещениям нефтепровода				
3.1		<p>Перемещения вверх:</p> $F_2^{\text{пред}+} = \gamma_{\text{гр}}^{\text{зас}} (D(h_0 + 0,11D) + (h_0 + D/2)^2 \text{tg}(0,7 \varphi_{\text{гр}}^{\text{зас}})) + \frac{0,7 c_{\text{гр}}^{\text{зас}} (h_0 + D/2)}{\cos(0,7 \varphi_{\text{гр}}^{\text{зас}})} \quad (44)$	$k_2^+ = \frac{0,12 E_{\text{гр}} \eta_{\text{гр}}}{(1 - \mu_{\text{гр}}^2) \sqrt{L_0 D}} \cdot \left[1 - \exp(-2(h_0 + D/2)/D) \right]; \quad (45)$	$K = k_2^+ \cdot D; \quad (46)$
		$v_{\text{упр}}^{\text{пред}+} = \frac{F_2^{\text{пред}+}}{K}; \quad (47)$		
<p>Если в рамках программы мониторинга изменение ПВП нефтепровода прогнозируются на участке АВ, то в качестве расчетного необходимо принять участок СD, увеличенный по отношению к участку АВ в длине на 50 наружных диаметров нефтепровода в каждую сторону. Таким образом, учитывается тот факт, что искаженное НДС от действия подвижного грунта распространяется за пределы участка АВ в обе стороны.</p>				
			Методика прогнозирования изменения планово-высотного положения нефтепровода на участках трассы с многолетнемерзлыми грунтами	Лист
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата
				48

В случае, если на одном из выбранных таким образом участках СА и ВD расположена задвижка, необходимо ограничить увеличение длины расчетного участка по отношению к длине участка с опасным геологическим процессом до места расположения задвижки. Граничные условия в случае расположения задвижки на конце расчетного участка необходимо заменить с шарнирного опирания (рисунок 9) на защемление (запрет движения по всем линейным и угловым степеням свободы).

Расчетная схема нефтепровода с указанием всех нагрузок и воздействий представлена на рисунке 9.

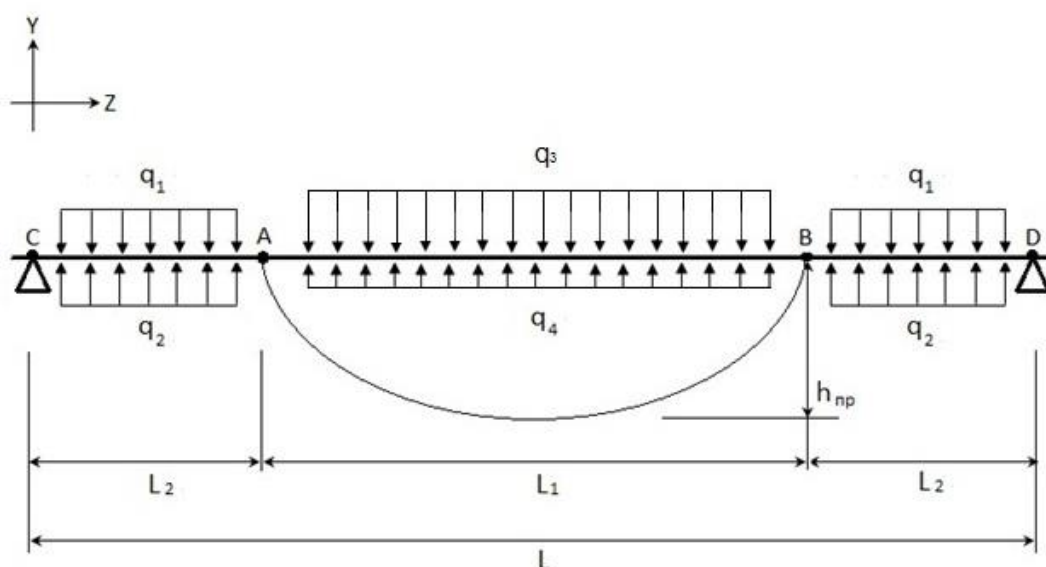


Рисунок 9 – Расчетная схема участка нефтепровода в зоне осадки грунта

Здесь приняты обозначения: CD – расчетный участок длиной L ; AB – участок с тепловой осадкой грунта длиной L_1 ; CA и ВD – участки вне зоны осадки длиной по L_2 , определяемые в соответствии СП; q_1 – сила, действующая на нефтепровод вне области осадки, Н/м; q_2 – сила реакции грунта, Н/м; q_3 – сила, действующая на трубу на участке АВ (в области осадки), Н/м; q_4 – сила, противодействующая перемещению трубы вниз, Н/м.

Сила, действующая на нефтепровод вне области осадки q_1 , Н/м

$$q_1 = q_{св} + q_{гр}; \quad (48)$$

где $q_{св}$ – собственный вес трубы с продуктом на единицу длины, Н/м, определяемый

$$q_{св(y)} = -\frac{\pi \gamma_T}{4} [D^2 - (D - 2\delta_T)^2] - \frac{\pi \gamma_H}{4} (D - 2\delta_T)^2 - \pi \gamma_H \delta_H (D + \delta_H); \quad (49)$$

$q_{гр}$ – вес грунта над трубой на единицу длины, Н/м,

$$q_{гр} = -\gamma_{гр} D(h + 0,1073D); \quad (50)$$

$\gamma_m, \gamma_n, \gamma_u, \gamma_{гр}$ – удельные массы металла трубы, нефти, изоляции, грунта над трубой, кг/м³;

δ_m, δ_u – толщина стенки трубы и изоляции, м;

D – внешний диаметр трубы, м;

h – глубина залегания трубы, то есть высота от дневной поверхности земли до верхней образующей трубы, м.

Сила реакции грунта q_2 в исходном состоянии

$$q_2 = -q_1. \quad (51)$$

На участке АВ (в области осадки) на трубу действует сила q_3 , в исходном состоянии равная

$$q_3 = q_1. \quad (52)$$

При воздействии силы q_3 труба должна двигаться вниз, в результате чего снизу появляется сила q_4 , противодействующая перемещению трубы вниз

$$q_4 = q_{гр(y)} = -C_y \cdot \Delta v \cdot D, \quad (53)$$

где C_y – коэффициент постели грунта, при движении трубы вниз, Н/м³;

Δv – смещение трубы вниз (при смещении вниз величина Δv отрицательная), м;

D – внешний диаметр трубы, м.

Сила q_4 должна уравнивать силу q_3

$$q_4 = -q_3 = -C_y \cdot \Delta v_0 \cdot D, \quad (54)$$

где Δv_0 – смещение трубы, при котором достигается равновесие, м.

Таким образом, начальное смещение трубы вниз

$$\Delta v_0 = \frac{q_3}{C_y \cdot D}. \quad (55)$$

В процессе осадки труба на участке АВ движется вместе с грунтом вниз.

На участках СА и ВD (вне области осадки) труба также движется вниз,

					Методика прогнозирования изменения планово-высотного положения нефтепровода на участках трассы с многолетнемерзлыми грунтами	Лист
						50
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата		

но грунт остается на месте и противодействует смещению трубы вниз с силой

$$q_{\text{гр}(y)} = - C_y \cdot \Delta v \cdot D, \quad (56)$$

где Δv – смещение трубы вниз (отрицательная величина), м.

Сила $q_{\text{зр}(y)}$ не может превышать предельного значения $q_{\text{нр}(y)}$.

Из-за действия этой силы на самом участке осадки (участок АВ) труба движется вниз медленнее чем грунт, то есть относительно грунта труба движется вверх.

При движении трубы вверх относительно грунта на нее сверху действует сила сопротивления этому движению

$$q^+_{\text{гр}(y)} = - C^+_y \cdot \Delta v \cdot D, \quad (57)$$

где Δv – смещение грунта вверх (положительная величина);

C^+_y – коэффициент постели при движении трубы вверх. Зависит от свойств грунта и высоты грунта над трубой.

Сила $q^+_{\text{зр}(y)}$ не может превышать предельного значения $q^+_{\text{нр}(y)}$.

Если грунт засыпки имеет небольшое удельное сцепление (недавно засыпанный грунт), то можно принять, что сила, действующая на трубу сверху, равна весу самой трубы с продуктом и весу грунта над трубой, то есть равна q_3 .

Так как в области осадки труба относительно грунта движется вверх, то реакция грунта снизу, первоначально равная

$$q_4 = - C_y \cdot \Delta v_0 \cdot D \quad (58)$$

начинает уменьшаться за счет уменьшения по абсолютной величине Δv_0 .

При этом, когда величина Δv_0 достигает нулевого значения (то есть происходит отрыв грунта от нижней образующей трубы), сила q_4 становится равной нулю и при дальнейшем смещении (то есть при положительных значениях Δv_0) остается равной нулю.

Отрыв грунта происходит сначала на границах области осадки грунта и постепенно движется к центру области осадки. При больших значениях осадки грунт может полностью оторваться от нижней образующей трубы.

Продольная сила, действующая на каждый элемент трубы, определяется по формуле

					Методика прогнозирования изменения планово-высотного положения нефтепровода на участках трассы с многолетнемерзлыми грунтами	Лист
						51
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата		

$$N_i = (\mu \sigma_{\text{кц}} - \alpha \Delta t E + \Delta \varepsilon_{zi} E) F, \quad (59)$$

где μ – коэффициент Пуассона металла трубы;

$\sigma_{\text{кц}}$ – кольцевое напряжение в трубе, МПа, определяемая по формуле

$$\sigma_{\text{кц}(p)} = \frac{P(D - 2\delta_T)}{2\delta_T}; \quad (60)$$

α – коэффициент температурного расширения металла трубы, °С⁻¹;

Δt – температурный перепад, то есть разность между температурой эксплуатации нефтепровода и температурой замыкания нефтепровода, °С;

E – модуль упругости металла трубы, МПа;

$\Delta \varepsilon_{zi}$ – относительное удлинение i -того элемента трубы;

F – площадь поперечного сечения трубы, м².

Изменение продольных размеров участков нефтепровода вызывает продольное смещение трубы относительно грунта. При продольном смещении появляются силы, препятствующие этому смещению

$$q_{\text{Гр}(z)} = -\pi C_w \Delta w_z \cdot D, \quad (61)$$

где C_w – коэффициент постели при продольном перемещении грунта, Н/м³;

Δw – величина продольного смещения грунта, м;

D – внешний диаметр трубы, м.

Сила $q_{\text{Гр}(z)}$ не может превышать предельного значения $q_{\text{нр}(z)}$.

Вычисление основных параметров НДС участка нефтепровода

По найденным результирующим смещениям (u_i, v_i, w_i) вычисляются следующие величины для каждого узла (i).

Изгибающие моменты

$$\begin{cases} M_x(z) = E J_x(z) \frac{d^2 v(z)}{dz^2}; \\ M_y(z) = E J_y(z) \frac{d^2 u(z)}{dz^2}. \end{cases} \quad (62)$$

Перерезывающие силы

$$\begin{cases} Q_x(z) = \frac{d}{dz} \left(E J_y(z) \frac{d^2 u(z)}{dz^2} \right); \end{cases} \quad (63)$$

					Методика прогнозирования изменения планово-высотного положения нефтепровода на участках трассы с многолетнемерзлыми грунтами	Лист
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата		52

$$Q_y(z) = \frac{d}{dz} \left(E J_x(z) \frac{d^2 v(z)}{dz^2} \right).$$

Напряжения

$$\left\{ \begin{array}{l} \sigma_{изг}(x, z) = \pm \frac{M_y(z)}{J_y(z)} x; \\ \sigma_{изг}(y, z) = \pm \frac{M_x(z)}{J_x(z)} y; \\ \sigma_{изг} = \sqrt{\sigma_{изг(x)}^2 + \sigma_{изг(y)}^2} ; \\ \sigma_z = \frac{N(z)}{F(z)} + \sigma_{изг}; \\ \sigma_{кц} = \frac{P(D - 2\delta_T)}{2\delta_T}; \\ \tau_{xz}(z) = \frac{Q_x(z)}{F(z)}; \\ \tau_{yz}(z) = \frac{Q_y(z)}{F(z)}. \end{array} \right. \quad (64)$$

Радиусы изгиба

$$\left\{ \begin{array}{l} \rho_x = \frac{ED}{2 \cdot \sigma_{изг}(x, z)}; \\ \rho_y = \frac{ED}{2 \cdot \sigma_{изг}(y, z)}. \end{array} \right. \quad (65)$$

Если участок нефтепровода имеет изгиб одновременно в горизонтальном и вертикальном направлениях, то радиусы и напряжения вычисляются по формулам

$$\left\{ \begin{array}{l} \frac{1}{\rho} = \sqrt{\left(\frac{1}{\rho_x}\right)^2 + \left(\frac{1}{\rho_y}\right)^2}, 1/м; \\ \sigma_{изг} = \pm \frac{ED}{2\rho} = \sqrt{\sigma_{изг(x)}^2 + \sigma_{изг(y)}^2}, Па. \end{array} \right. \quad (76)$$

При изгибе напряжения распределяются неравномерно по периметру сечения трубы. По мере продвижения точки А по окружности сечения трубы, как приведено на рисунке 10) напряжения изменяются в пределах от $-\sigma_{изг}$ до $+\sigma_{изг}$. Наибольшее растягивающее напряжение возникает в точке А при

					Методика прогнозирования изменения планово-высотного положения нефтепровода на участках трассы с многолетнемерзлыми грунтами	Лист
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата		53

значении угла

$$\varphi_A = \operatorname{arctg} \left(\frac{\rho_y}{\rho_x} \right). \quad (67)$$

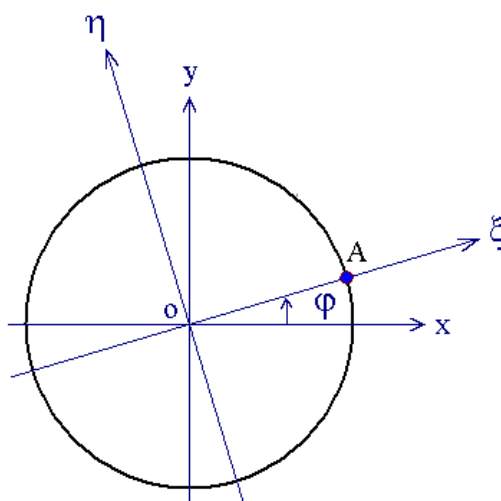


Рисунок 10 – Система координат к определению наиболее напряженной точки при изгибе

Кольцевое напряжение от действия рабочего давления определяется по формуле

$$\sigma_{\text{кц}(p)} = \frac{P(D - 2\delta_T)}{2\delta_T}. \quad (68)$$

Напряжения в рассматриваемом сечении определяются по формулам:
напряжение изгиба

$$\sigma_{\text{изг}} = \sqrt{\sigma_{\text{изг}(x)}^2 + \sigma_{\text{изг}(y)}^2}; \quad (69)$$

суммарное максимальное продольное напряжение

$$\sigma_{z(\text{max})} = \frac{N(z)}{F(z)} + \sigma_{\text{изг}}; \quad (70)$$

суммарное минимальное продольное напряжение

$$\sigma_{z(\text{min})} = \frac{N(z)}{F(z)} - \sigma_{\text{изг}}. \quad (71)$$

Эквивалентные значения напряжений (интенсивности) в опасном сечении определяется по формуле:

					Методика прогнозирования изменения планово-высотного положения нефтепровода на участках трассы с многолетнемерзлыми грунтами	Лист
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата		54

$$\begin{aligned}\sigma_{\text{ЭКВ (min)}} &= \sqrt{\sigma_{\text{КЦ}}^2 - \sigma_{\text{КЦ}} \sigma_{z(\text{min})} + \sigma_{z(\text{min})}^2}; \\ \sigma_{\text{ЭКВ (max)}} &= \sqrt{\sigma_{\text{КЦ}}^2 - \sigma_{\text{КЦ}} \sigma_{z(\text{max})} + \sigma_{z(\text{max})}^2}; \\ \sigma_{\text{ЭКВ}} &= \max(\sigma_{\text{ЭКВ (min)}}; \sigma_{\text{ЭКВ (max)}}).\end{aligned}\tag{72}$$

Значения напряжений на рассматриваемом участке определяются по формулам:

наибольшее значение напряжений изгиба

$$\sigma_{\text{ИЗГ (max)}} = \max(\sigma_{\text{ИЗГ}}); \tag{73}$$

суммарное максимальное продольное напряжение

$$\sigma_{\text{пр (max)}} = \max(\sigma_{z(\text{max})}); \tag{74}$$

суммарное минимальное продольное напряжение

$$\sigma_{\text{пр (min)}} = \min(\sigma_{z(\text{min})}); \tag{75}$$

наибольшее эквивалентное напряжение (интенсивность)

$$\sigma_{\text{max ЭКВ}} = \max(\sigma_{\text{ЭКВ}}). \tag{76}$$

Максимальная интенсивность деформации на рассматриваемом участке определяется по формуле

$$\varepsilon = \frac{\sigma_{\text{max ЭКВ}}}{E}; \tag{77}$$

Минимальный радиус изгиба определяется по формуле

$$\rho = \frac{ED}{2 \cdot \sigma_{\text{изг(max)}}}. \tag{78}$$

Анализ выполнения условий прочности.

Проверку на прочность нефтепроводов необходимо проводить исходя из условий:

					Методика прогнозирования изменения планово-высотного положения нефтепровода на участках трассы с многолетнемерзлыми грунтами	Лист
						55
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата		

$$\begin{aligned}
|\sigma_{\text{кц(р)}}| < \sigma_{\text{т}}; \quad |\sigma_{\text{кц(р)}}| < \sigma_{\text{п}}; \\
|\sigma_{\text{пр(max)}}| < \sigma_{\text{т}}; \quad |\sigma_{\text{пр(max)}}| < \sigma_{\text{п}}; \\
|\sigma_{\text{пр(min)}}| < \sigma_{\text{т}}; \quad |\sigma_{\text{пр(min)}}| < \sigma_{\text{п}}; \\
\sigma_{\text{max экв}} < \sigma_{\text{т}}; \quad \sigma_{\text{max экв}} < \sigma_{\text{п}}.
\end{aligned}
\tag{79}$$

где $\sigma_{\text{т}}$ – предел текучести материала трубы;

$\sigma_{\text{п}}$ – нормативные значения допустимых напряжений, определяемых для подземной части нефтепровода в соответствии с СП 36.13330.2012.

Сопоставив значения напряжений с предельными значениями, делается вывод о соответствии НДС нефтепровода установленным критериям.

Численное решение задачи прогнозирования изменения ПВП нефтепровода.

В качестве исходных данных принимается прямолинейный участок нефтепровода (минус первая итерация метода прогонки). Фактическое ПВП в расчетной схеме задается начальными смещениями узлов (нулевая итерация метода

прогонки), как приведено на рисунке 11. Внутри участка строится конечно-элементная сетка с размером элементов h .

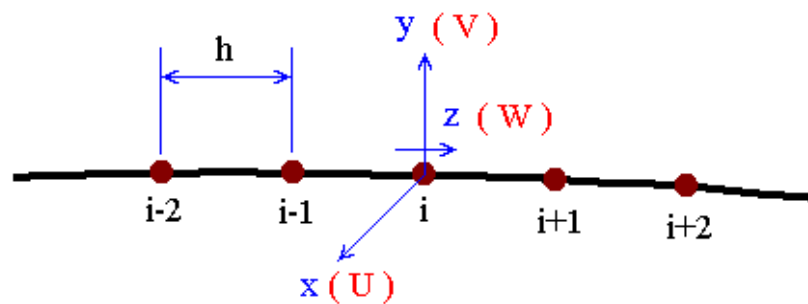


Рисунок 11 – Моделирование смещения нефтепровода с помощью конечно-элементной сетки

Происходит итерационный процесс (прогонка) ($j = -1, 0, 1, 2, 3, \dots p$) в пределах всех узлов конечно-элементной модели ($i = 1, 2, 3, \dots n$). Определяется результирующее смещение каждого узла (i) с помощью формул, полученных при решении системы (В.46), а именно

$$\begin{cases} u_i^{j+1} = A_{ui}^j (u_{i-1}^j + u_{i+1}^j) + B_{ui}^j (u_{i-2}^j + u_{i+2}^j) + C_{ui}^j \\ v_i^{j+1} = A_{vi}^j (v_{i-1}^j + v_{i+1}^j) + B_{vi}^j (v_{i-2}^j + v_{i+2}^j) + C_{vi}^j \\ w_i^{j+1} = 0,5(w_{i-1}^j + w_{i+1}^j + C_{wi}^j) \end{cases} \quad (80)$$

где коэффициенты определяются следующим образом:

$$\begin{aligned} A_{ui}^j &= \frac{4 E J_y + N_i^j h^2}{6 E J_y + 2 N_i^j h^2}; \quad B_{ui}^j = \frac{- E J_y}{6 E J_y + 2 N_i^j h^2}; \quad C_{ui}^j = \frac{q_{xi}^j h^4}{6 E J_y + 2 N_i^j h^2}; \\ A_{vi}^j &= \frac{4 E J_x + N_i^j h^2}{6 E J_x + 2 N_i^j h^2}; \quad B_{vi}^j = \frac{- E J_x}{6 E J_x + 2 N_i^j h^2}; \quad C_{vi}^j = \frac{q_{yi}^j h^4}{6 E J_x + 2 N_i^j h^2}; \\ C_{wi}^j &= \frac{q_{wi}^j h^2}{\pi D E \delta_T}, \end{aligned} \quad (81)$$

где i – номер узла конечно-разностной сетки;

j – номер этапа итерации по методу прогонки;

N_i^j – суммарная продольная сила, действующая в i -ом узле на j -ой итерации по методу прогонки и вычисляемая по формуле

$$N_i^j = (\mu \sigma_{кц} - \alpha \Delta t E + \Delta \varepsilon_{zi}^j E) F; \quad (82)$$

$\Delta \varepsilon_{zi}^j$ – относительное удлинение оси нефтепровода на конечном элементе в i -ом узле при j -ой итерации метода прогонки, вычисляемое по формуле

$$\Delta \varepsilon_{zi}^j = \frac{\sqrt{(u_{i+1}^j - u_{i-1}^j)^2 + (v_{i+1}^j - v_{i-1}^j)^2 + (2h + w_{i+1}^j - w_{i-1}^j)^2}}{2h} - 1; \quad (83)$$

q_{xi}^j – суммарная горизонтальная нагрузка, прикладываемая в i -ом узле на j -ой итерации по методу прогонки;

q_{yi}^j – суммарная вертикальная нагрузка, прикладываемая в i -ом узле на j -ой итерации по методу прогонки;

q_{wi}^j – суммарная продольная нагрузка, прикладываемая в i -ом узле на j -ой итерации по методу прогонки.

					Методика прогнозирования изменения планово-высотного положения нефтепровода на участках трассы с многолетнемерзлыми грунтами	Лист
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата		57

На участке AC и BD:

$$q_{xi}^j = 0; q_{yi}^j = 0; q_{wi}^j = (\mu \sigma_{\text{кц}} - \alpha \Delta t E) F; \quad (84)$$

на участке AB:

$$q_{xi}^j = 0; q_{yi}^j = -c_y \Delta V_i^j D; q_{wi}^j = (\mu \sigma_{\text{кц}} - \alpha \Delta t E) F. \quad (85)$$

Рассмотрим в качестве примера первые две итерации в используемом методе прогонки:

- итерация 1

$$\begin{cases} u_i^1 = A_{ui}^1 (u_{i-1}^0 + u_{i+1}^0) + B_{ui}^1 (u_{i-2}^0 + u_{i+2}^0) + C_{ui}^1; \\ v_i^1 = A_{vi}^1 (v_{i-1}^0 + v_{i+1}^0) + B_{vi}^1 (v_{i-2}^0 + v_{i+2}^0) + C_{vi}^1; \\ w_i^1 = 0,5 (w_{i-1}^0 + w_{i+1}^0 + C_{wi}^1); \\ q_{yi}^1 = -c_y \Delta V_i^1 D; \end{cases} \quad (86)$$

$$N_i^1 = (\mu \sigma_{\text{кц}} - \alpha \Delta t E + \Delta \varepsilon_{zi}^1 E) F;$$

$$\Delta \varepsilon_{zi}^1 = \frac{\sqrt{(u_{i+1}^1 - u_{i-1}^1)^2 + (v_{i+1}^1 - v_{i-1}^1)^2 + (2h + w_{i+1}^1 - w_{i-1}^1)^2}}{2h} - 1;$$

- итерация 2

$$\begin{cases} u_i^2 = A_{ui}^2 (u_{i-1}^1 + u_{i+1}^1) + B_{ui}^2 (u_{i-2}^1 + u_{i+2}^1) + C_{ui}^2; \\ v_i^2 = A_{vi}^2 (v_{i-1}^1 + v_{i+1}^1) + B_{vi}^2 (v_{i-2}^1 + v_{i+2}^1) + C_{vi}^2; \\ w_i^2 = 0,5 (w_{i-1}^1 + w_{i+1}^1 + C_{wi}^2). \end{cases} \quad (87)$$

На каждой последующей итерации смещение ΔV_i^{j+1} входящее в формулу определения реакции грунта будет вычисляться следующим образом

$$\Delta V_i^{j+1} = \Delta V_i^j - v_i^j, \quad (88)$$

где ΔV_i^j – смещение, полученное на j -ой итерации в i -ом узле,

v_i^j – перемещение, вычисленное на j -ой итерации в i -ом узле.

После определения смещений по всем узлам находим по формуле следующую величину

					Методика прогнозирования изменения планово-высотного положения нефтепровода на участках трассы с многолетнемерзлыми грунтами	Лист
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата		58

$$SS^j = \sum_{i=1}^n \left(|u_i^j| + |v_i^j| + |w_i^j| \right) ; \quad (89)$$

Сравниваем полученное значение SS^j со значением SS^{j-1} , полученным на предыдущем шаге. Если полученные значения отличаются между собой на величину Δ , меньшую заданной точности ε , то расчет заканчивается. В противном случае запускаем следующую итерацию.

Повторяя последовательные приближения в зависимости от требуемой точности решения от 100 и более раз, получаем такое состояние конечно-элементной модели, когда смещения всех узлов перестают меняться. Это означает, что получено искомое решение [95].

					Методика прогнозирования изменения планово-высотного положения нефтепровода на участках трассы с многолетнемерзлыми грунтами	Лист
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата		59

4 Расчёты и аналитика эксплуатации магистрального нефтепровода на рассматриваемом участке

4.1 Краткая характеристика нефтепровода

Объектом исследования является участок магистрального нефтепровода, нефтепроводной системы [REDACTED]. В соответствии с требованиями СП 36.13330.2012 [50] магистральный нефтепровод к 1 классу.

Основные характеристики нефтепровода представлены в таблице 5.

Таблица 5 – Основные характеристики нефтепровода

Характеристика	Значение
Наружный диаметр	[REDACTED]
Номинальная толщина стенки	[REDACTED]
Проектная пропускная способность участка	[REDACTED]
Марка стали	[REDACTED]
Класс прочности стали трубы	[REDACTED]
Максимальное давление на выходе НПС-13	[REDACTED]
Максимальное давление на входе НПС-14	[REDACTED]
Плотность нефти	[REDACTED]
Класс прочности стали трубы	[REDACTED]

Инженерно-геокриологические условия участков трассы нефтепровода характеризуются наличием многолетнемерзлых грунтов (ММГ) сливающегося типа.

По литологическому составу ММГ представлены слабльдистыми твёрдомёрзлыми супесями, слабльдистыми платичномёрзлыми суглинками и льдом с примесью суглинистых грунтов. Теплофизические свойства грунтов представлены в таблице 6.

Таблица 6 – Теплофизические свойства грунтов и материалов

№ п/п	Наименование параметра материала	Участок трассы	Наличие ММГ по результатам изысканий
1	Температура	[REDACTED]	Выявлены подземные льды
2	Объёмная теплоёмкость талого грунта		Выявлены подземные льды
3	Объёмная теплоёмкость мёрзлого грунта МДж/(Выявлены подземные льды
4	Суммарная весовая влажность грунта д.е		Выявлены подземные льды
5	Плотность сухого грунта		Выявлены подземные льды
	Температура фазового перехода		

					«Исследование влияния типа грунта на напряженно-деформированное состояние стенки магистрального трубопровода»			
Изм	Лист	Ф.И.О.	Подп.	Дата	Расчёты и аналитика эксплуатации магистрального нефтепровода на рассматриваемом участке	Литера	Лист	Листов
Разраб.	Буняк О.Г						60	148
Руков.	Чухарева Н.В					НИ ТПУ гр. 2БМ6А		
Консульт.								
Рук-ль ООП	Бурков П.В							

4.2 Моделирование теплового воздействия и прогнозирование ореола оттаивания

В данном разделе был спрогнозирован и оценена неравномерность распределения и величина ореола оттаивания вокруг нефтепровода протяжённостью [REDACTED]. Итог моделирования тридцатилетний прогноз ореола оттаивания вокруг подземного нефтепровода протяженностью в многолетнемерзлых грунтах с залежами подземного льда. Результаты подобного прогноза востребованы для оценки неравномерной осадки грунта под нефтепроводом, тем не менее расчеты в таких геометрических и временных масштабах ранее не выполнялись. Трасса нефтепровода со сплошным распространением многолетнемерзлых грунтов, профиль приведён на рисунке 12. Такой расчёт обусловлен неопределенностью возможного протаивания подземных льдов на стадии эксплуатации нефтепровода.

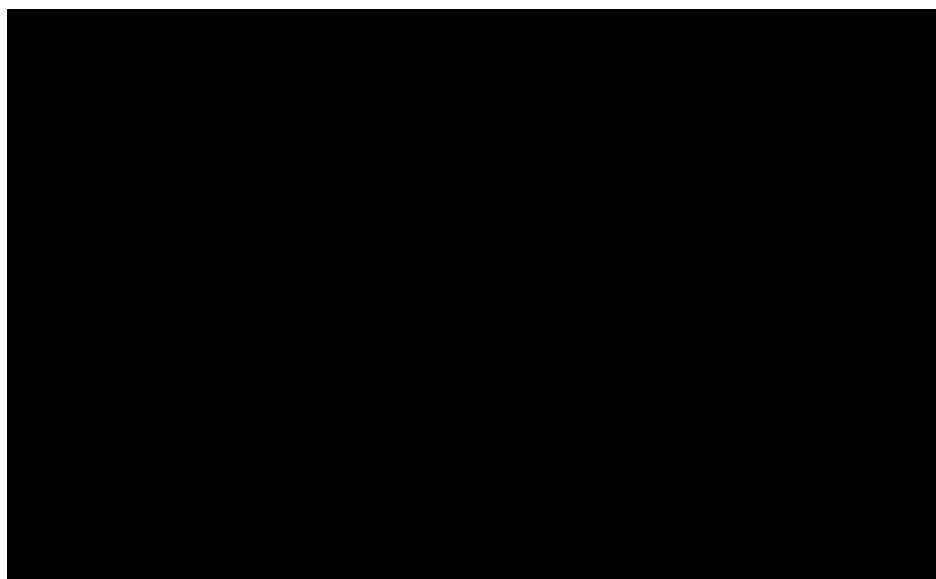


Рисунок 12 – Поперечный профиль трассы

Целью является определение геокриологической опасности, численно выраженной в величине ореола оттаивания для подземного нефтепровода, залегающего в зоне сплошного распространения многолетнемерзлых грунтов— рассчитать три сценария развития ореола оттаивания при тепловом взаимодействии нефтепровода и многолетнемерзлых грунтов на примере

					Расчёты и аналитика эксплуатации магистрального нефтепровода на рассматриваемом участке	Лист
						61
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата		

█ в течение тридцати лет. Ореол оттаивания оценивался с учетом многих факторов одновременно: изменения метеорологических условий во времени, температуры и скорости прокачиваемой по трубе нефти, толщины и типа теплоизоляции трубы, конструктивных особенностей траншеи, в которой размещен нефтепровод.

4.2.1 Используемая математическая модель и численный метод

Решение задачи расчета трехмерного поля температур вокруг нефтепровода требует рассмотрения нелинейного уравнения теплопроводности следующего вида:

$$C_{eff}(T) \frac{\partial T}{\partial t} = div(\lambda(T) grad(T)), \quad (90)$$

где $C_{eff}(T)$ — эффективная теплоемкость грунта (учитывающая наличие фазового перехода);

$\lambda(T)$ — теплопроводность грунта;

$T(x, y, z, t)$ — трехмерное поле температур, изменяющееся с течением времени;

t — время.

Известно, что уравнение 90 допускает аналитическое решение только в одномерном случае для полубесконечной прямой, что при проектировании нефтепроводов на многолетнемерзлых грунтах не имеет никакой практической ценности. Рассмотрение же двухмерного случая, а тем более трехмерного, требует применение численных методов для решения уравнения теплопроводности (90). В численном методе решения уравнения теплопроводности (90), используемом в программном комплексе FROST 3D, учтен как отечественный [51, 52], так и зарубежный опыт [53] решения задач теплопередачи. Рассматриваемое трехмерное уравнение теплопроводности решается с применением метода переменных направлений в соответствии со схемой Дугласа — Рекфорда [54, 55]:

$$\frac{C_{eff}(T_{ijs}^k)(T_{ijs}^k - T_{ijs}^k)}{\tau} = \frac{1}{\Delta_{ijs}} (\Delta_x^+ + \Delta_x^-) T_{ijs}^+ + \frac{1}{\Delta_{ijs}} (\Delta_y^+ + \Delta_y^-) T_{ijs}^k + \frac{1}{\Delta_{ijs}} (\Delta_z^+ + \Delta_z^-) T_{ijs}^k, \quad (91)$$

$$(\Delta_y^+ + \Delta_y^-) T_{ijs}^{**} - \frac{1}{\Delta_{ijs}} (\Delta_y^+ + \Delta_y^-) T_{ijs}^k, \quad (98)$$

Где $a = \{x, y, z\}$; $\lambda\{i, j, s\}$ — теплопроводность в узле (i, j, s) пространственной сетки:

На временной прямой $[0, t_{max}]$ вводится сетка: где k изменяется в пределах $1 \leq k \leq t_{max} / \tau$. Таким образом, исходное уравнение теплопроводности (1) аппроксимируется схемой. Устойчивость этой схемы и сходимость получаемой с ее помощью последовательности решений к единственному решению исходной краевой задачи исследованы в работах [53, 54]. Преимуществом схемы Дугласа — Рекфорда является ее малая вычислительная сложность по сравнению с другими конечно-разностными схемами и методом конечных элементов. Это позволяет производить расчеты сложных задач с большими числами узлов пространственных сеток за короткое время.

Численное моделирование ореола оттаивания и анализ результатов исследуемый участок нефтепровода ██████████, расположен в ██████████ ██████████. В пределах мониторингового участка, развиты многолетнемерзлые породы сплошного распространения с предполагаемой мощностью 30–50 м и среднегодовой температурой грунтов $-1,10^{\circ}\text{C}$. С целью анализа влияния теппровода на формируемый ореол оттаивания были проведены расчеты трехмерного температурного поля для трех конфигураций:

I — нефтепровод без кольцевой тепловой изоляции,

II — нефтепровод с кольцевой тепловой изоляцией 100 мм,

III — нефтепровод с кольцевой тепловой изоляцией 200 мм. Линейные размеры областей моделирования составляют 500×500 м в горизонтальной плоскости и 20 м в глубину. В рассматриваемой области по инженерно-геологической скважине воспроизводилась следующая геометрия: представлена на рисунке 13.

					Расчёты и аналитика эксплуатации магистрального нефтепровода на рассматриваемом участке	Лист
						63
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата		



Рисунок 13 – Продольный профиль трассы

Поскольку точные размеры и строение льдов в процессе разных видов обследований не устанавливались, то ширина клиньев задавалась на всё значение моделируемой области. Размещение нефтепровода осуществлялось в траншее согласно схеме, приведенной на рисунке 14.



Рисунок 14 – Схема расположения нефтепровода в траншее 1 — нефтепровод; 2 и 3 — техногенные грунт

Для всех представленных конфигураций производилась дискретизация области моделирования на гексаэдрическую расчетную сетку, состоящую из 4,5 млн. узлов.

Используемые в расчете теплофизические свойства техногенного грунта в траншее нефтепровода и теплоизоляционного материала представлены в таблице 7.

					Расчёты и аналитика эксплуатации магистрального нефтепровода на рассматриваемом участке	Лист
						64
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата		

Таблица 7 - Теплофизические характеристики грунтов и материалов вокруг траншеи с нефтепроводом.

Грунт	Коэффициент теплопроводности Вт/(м·К)	Объёмная теплоёмкость кДж (м ³ ·К)	Суммарная весовая влажность грунта д.е.	Температура начала фазовых превращений °С
Торф среднеразложившийся	■	■	■	■
Супесь слабольдистая, твердомерзлая	■	■	■	■
Сглинок слабольдистый, пластичномерзлый	■	■	■	■
Лёд с примесью суглинистых грунтов	■	■	■	■
Техногенный грунт	■	■	■	■
Теплоизолятор	■	■	■	■

Начальное температурное поле в моделируемой области задавалось по данным замеров в термометрической скважине. На границе области моделирования задавались следующие граничные условия. На нижней границе области моделирования задавалось граничное условие первого рода с постоянной температурой, равной -2 °С. На всех боковых границах области моделирования задавалось равенство теплового потока нулю. Для учета теплообмена поверхности грунта с атмосферой на верхней границе моделируемой области задавалось граничное условие третьего рода с коэффициентом теплообмена α и температурой среды $T_{ср}$, изменяющимися во времени. Предполагалось, что нефть перекачивается по трубе при

					Расчёты и аналитика эксплуатации магистрального нефтепровода на рассматриваемом участке	Лист
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата		65

температуре $T_n = \blacksquare$ °С. Теплообмен между трубой и грунтом учитывался путем задания граничного условия третьего рода на границе труба-грунт, при этом коэффициент теплообмена $\alpha_{тр}$ вычислялся с использованием уравнений:

$$\alpha_{тр} = \left(\frac{D}{Nu \cdot \lambda_n} + \frac{\delta_c}{\lambda_c} + \frac{\delta_t}{\lambda_t} \right)^{-1}, \quad (92)$$

где Nu — число Нуссельта;

D — внутренний диаметр нефтепровода;

λ_n , λ_c и λ_t — теплопроводность нефти, стенки нефтепровода и теплоизоляции трубопровода соответственно,

δ_c и δ_t — толщина стенки нефтепровода и теплоизоляции нефтепровода, соответственно.

Число Нуссельта в выражении (92), определяющее коэффициент теплообмена от прокачиваемой нефти к стенке трубы, рассчитывается с использованием уравнения [56]:

$$Nu = \frac{0.023 Pr Re^{0.8}}{1 + 2.14 Re^{-0.1} (Pr^{\frac{2}{3}} - 1)}, \quad (93)$$

где Re — число Рейнольдса;

Pr — число Прандтля.

Таким образом, предполагая, что средняя скорость прокачки нефти составляет 50 тонн в год, толщина стенки трубы равна 12 мм и толщина теплоизоляции нефтепровода 70 мм, в соответствии с уравнениями (92)–(93), получаем коэффициент теплообмена от нефтепровода к грунту, равный: $\alpha_{тр} = 1,14$ Вт/(м²·К). Для всех трех конфигураций предполагалось наличие в траншее теплоизолирующего материала под трубой. На рисунке 15 представлены результаты расчета температурного поля в виде изолиний температур в поперечном сечении моделируемой области вокруг нефтепровода.

					Расчёты и аналитика эксплуатации магистрального нефтепровода на рассматриваемом участке	Лист
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата		66

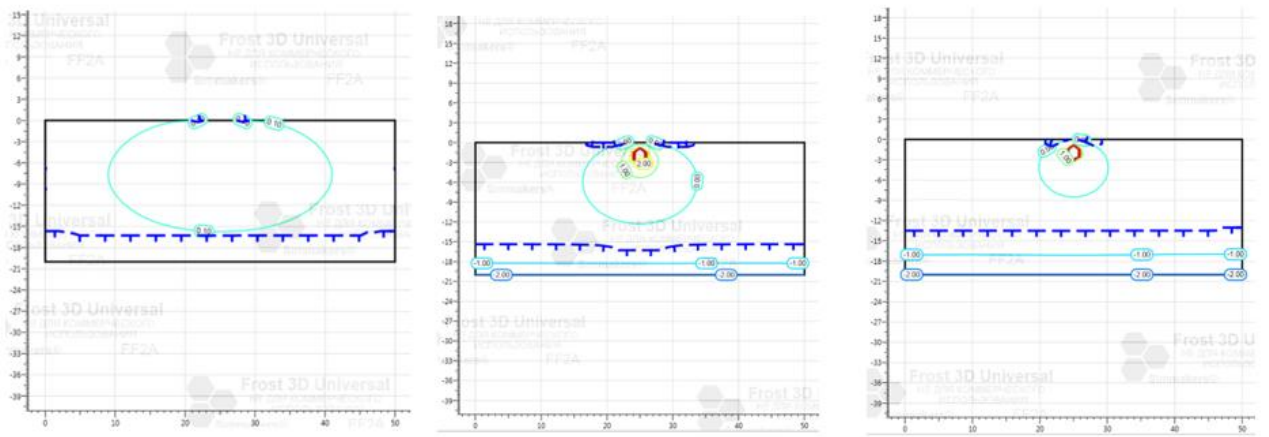


Рисунок 15 – Ореол оттаивания вокруг нефтепровода

Как видно из рисунка 15, наличие теплоизоляционного материала заметно влияет на изменение температурного поля в грунте с течением времени. Отсутствие аксиальной симметрии температурного поля в окрестности трубы обусловлено наличием теплоизоляционных материалов. По результатам расчётов для семи расчётных сечений были получены следующие значения представленные в таблице 8.

Таблица 8 – Результаты расчёта ореола оттаивания на декабрь 2039 г

№ п/с	Расчётная величина	Без изоляции	С кольцевой изоляцией 100 мм	С кольцевой изоляцией 200 мм
1	Ореол оттаивания, м			
2	Ореол оттаивания, м			
3	Ореол оттаивания, м			
4	Ореол оттаивания, м			
5	Ореол оттаивания, м			
6	Ореол оттаивания, м			
7	Ореол оттаивания, м			

4.3 Расчет осадки нефтепровода

По результатам расчета получено неоднородное распределение ореола оттаивания на протяженном участке нефтепровода. Поскольку на величину осадки подземного нефтепровода существенно влияет величина ореола оттаивания, так как происходит вытаивание замороженной воды и грунт просаживается под величиной собственного веса и веса грунта засыпки. В соответствии с рекомендациями СП 25.13330.2012 [50] величина осадки подземного нефтепровода принимается равной осадке грунта в его

основании и рассчитывается по формуле 101.

$$S = (A + \sigma \cdot a) \cdot H_{om}, \quad (94)$$

де S – осадка нефтепровода в многолетнемерзлом грунте, м;

A – коэффициент оттаивания грунта;

a – коэффициент сжимаемости грунта, 1/МПа;

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

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

$$\sigma = \frac{2 \cdot q_n}{\pi \cdot D_n} + \rho_m \cdot g \cdot \frac{H_{om}}{2}, \quad (95)$$

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

D_n – наружный диаметр нефтепровода, м;

ρ_m – плотность мерзлого грунта, кг/м³;

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

Расчет осадки осуществлялся для нефтепровода без изоляции, с кольцевой тепловой изоляцией 100 мм и с кольцевой тепловой изоляцией 200 мм. Полученные значения осадки для каждого из расчётных сечений представлена в таблице 9.

Таблица 9 – Результаты расчёта осадки на декабрь 2039 г

№ п/с	Расчётная величина	Без изоляции	С кольцевой изоляцией 100 мм	С кольцевой изоляцией 200 мм
1	Осадка нефтепровода, м			
2	Осадка нефтепровода, м			
3	Осадка нефтепровода, м			
4	Осадка нефтепровода, м			
5	Осадка нефтепровода, м			
6	Осадка нефтепровода, м			
7	Осадка нефтепровода, м			

4.4 Моделирование напряжённо-деформированного состояния магистрального нефтепровода в среде Ansys

4.4.1 Расчёт нагрузок, действующих на нефтепровод

На сегодняшний день показали практическую значимость программные комплексы, в которых реализован метод конечных элементов. Для моделирования использовался программный комплекс ANSYS. Задавались следующие технические характеристики МН:

- рабочее давление – █████ МПа;
- диаметр нефтепровода – █████ мм;
- толщина стенки – █████ мм;
- класс прочности – █████;
- марка стали – импорт █████;
- плотность нефти – █████ кг/м³;
- предел текучести – █████ МПа;
- предел прочности – █████ МПа;
- способ прокладки – траншейный (глубина заложения Х м).

Напряженно-деформированное состояние определяется характеристиками воздействующих на него нагрузок. Эти нагрузки изменяются в зависимости от характеристик окружающей среды, параметров перекачиваемого продукта и т.д. На участок МН «██████████ ██████████», который проложен в траншее воздействуют следующие нагрузки:

- вес грунта;
- давление перекачиваемого продукта;
- воздействие материала трубы;
- вес изоляции.

Расчетная схема нефтепровода представлена на следующем рисунке 16:

					Расчёты и аналитика эксплуатации магистрального нефтепровода на рассматриваемом участке	Лист
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата		69

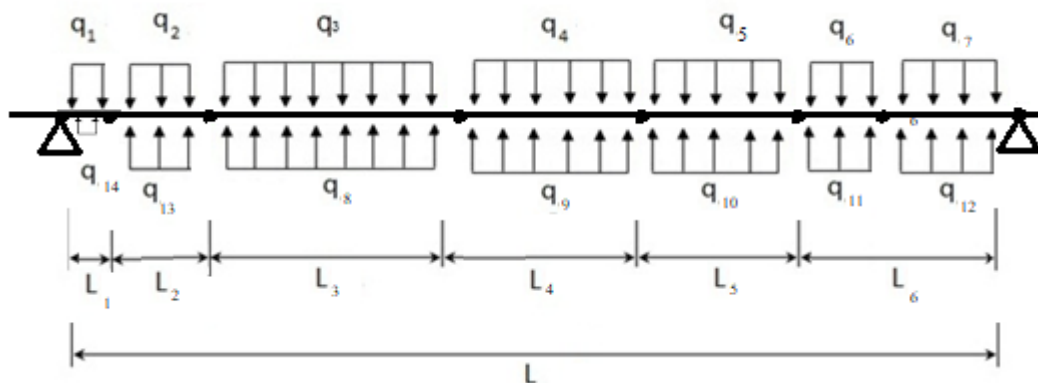


Рисунок 16 – Расчетная схема нефтепровода

Здесь приняты обозначения:

q_{1-7} – силы, действующие на нефтепровод, Н/м;

q_{8-14} – сила реакции грунта, Н/м;

Собственный вес трубы с продуктом на единицу длины, Н/м, определяемый

$$q_{св(y)} = -\frac{\pi \gamma_{т}}{4} [D^2 - (D - 2\delta_{т})^2] - \frac{\pi \gamma_{н}}{4} (D - 2\delta_{т})^2 - \pi \gamma_{и} \delta_{и} (D + \delta_{и}); \quad (96)$$

$q_{гр}$ – вес грунта над трубой на единицу длины, Н/м,

$$q_{гр} = -\gamma_{гр} D(h + 0,1073D); \quad (97)$$

$\gamma_{т}$, $\gamma_{н}$, $\gamma_{и}$, $\gamma_{гр}$ – удельные массы металла трубы, нефти, изоляции, грунта над трубой, кг/м³;

$\delta_{т}$, $\delta_{и}$ – толщина стенки трубы и изоляции, м;

D – внешний диаметр трубы, м;

h – глубина залегания трубы, то есть высота от дневной поверхности земли до верхней образующей трубы, м.

На участке на трубу действует сила q_{1-7} , в исходном состоянии равная

$$q_7 = q_1. \quad (98)$$

При воздействии силы q_{1-7} труба должна двигаться вниз, в результате чего снизу появляется сила q_{8-14} , противодействующая перемещению трубы вниз

$$q_{8-14} = q_{гр(y)} = -C_y \cdot \Delta v \cdot D, \quad (99)$$

где C_y – коэффициент постели грунта, при движении трубы вниз, Н/м³;

Δv – смещение трубы вниз (при смещении вниз величина Δv отрицательная), м;

D – внешний диаметр трубы, м.

					Расчёты и аналитика эксплуатации магистрального нефтепровода на рассматриваемом участке	Лист
						70
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата		

Сила q_4 должна уравновешивать силу q_3

$$q_{8-14} = -q_{1-7} = -C_y \cdot \Delta v \cdot D, \quad (100)$$

где Δv_0 – смещение трубы, при котором достигается равновесие, м.

Таким образом, начальное смещение трубы вниз

$$\Delta v_0 = \frac{q_{1-7}}{C_y \cdot D}. \quad (101)$$

В процессе осадки труба вместе с грунтом вниз.

$$q_{\text{Гр}(y)} = -C_y \cdot \Delta v \cdot D, \quad (102)$$

где Δv – смещение трубы вниз (отрицательная величина), м.

Сила $q_{\text{гр}(y)}$ не может превышать предельного значения $q_{\text{нр}(y)}$.

Из-за действия этой силы на самом участке осадки (участок АВ) труба движется вниз медленнее чем грунт, то есть относительно грунта труба движется вверх.

При движении трубы вверх относительно грунта на нее сверху действует сила сопротивления этому движению

$$q^+_{\text{Гр}(y)} = -C_y^+ \cdot \Delta v \cdot D, \quad (103)$$

где Δv – смещение грунта вверх (положительная величина);

C_y^+ – коэффициент постели при движении трубы вверх. Зависит от свойств грунта и высоты грунта над трубой.

Сила $q^+_{\text{гр}(y)}$ не может превышать предельного значения $q^+_{\text{нр}(y)}$.

Так как в области осадки труба относительно грунта движется вверх, то реакция грунта снизу, первоначально равная

$$q_4 = -C_y \cdot \Delta v_0 \cdot D \quad (104)$$

начинает уменьшаться за счет уменьшения по абсолютной величине Δv_0 .

При этом, когда величина Δv_0 достигает нулевого значения (то есть происходит отрыв грунта от нижней образующей трубы), сила q_4 становится равной нулю и при дальнейшем смещении (то есть при положительных значениях Δv_0) остается равной нулю.

Отрыв грунта происходит сначала на границах области осадки грунта и постепенно движется к центру области осадки. При больших значениях осадки грунт может полностью оторваться от нижней образующей трубы.

					Расчёты и аналитика эксплуатации магистрального нефтепровода на рассматриваемом участке	Лист
						71
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата		

4.4.2 Использование программного комплекса «Ansys»

Постановка задачи

Построить участок нефтепровода длиной ██████, диаметр которого ██████ мм, толщина стенки ██████ мм. Разбить на семь участков. Задать жесткую заделку на двух концах. Материал трубы – сталь. Модуль упругости $E = 2 \cdot 10^{11}$ Па, коэффициент Пуассона $\nu = 0,3$. Внутренне давление $P =$ ██████ МПа. Вычислить НДС.

Последовательность решения задачи

Для начала задаём марку и характеристики стали.

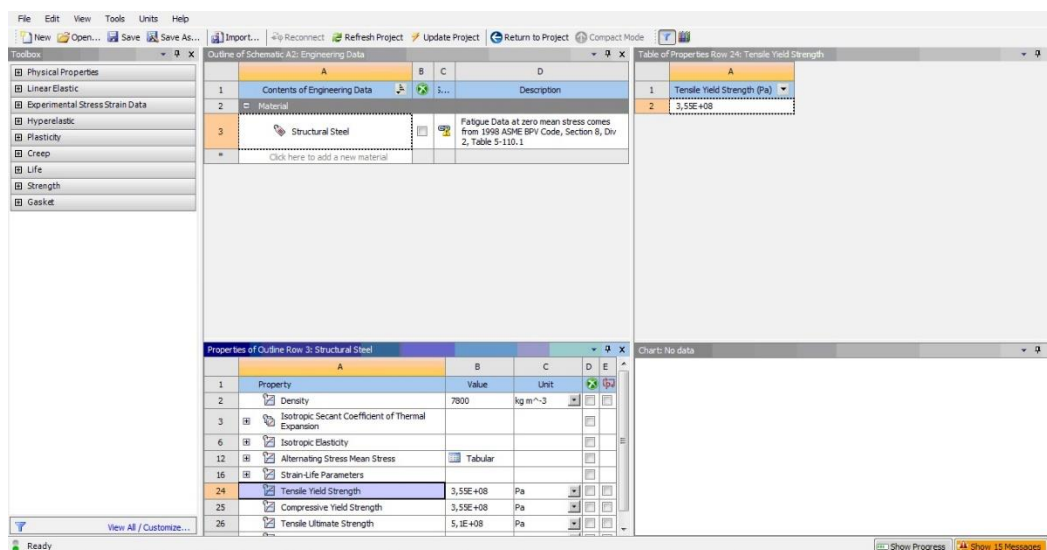


Рисунок 17 – Заданные характеристики

Построение стенки нефтепровода

Далее закрепляем торцы нефтепровода согласно расчётной схеме.

Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата

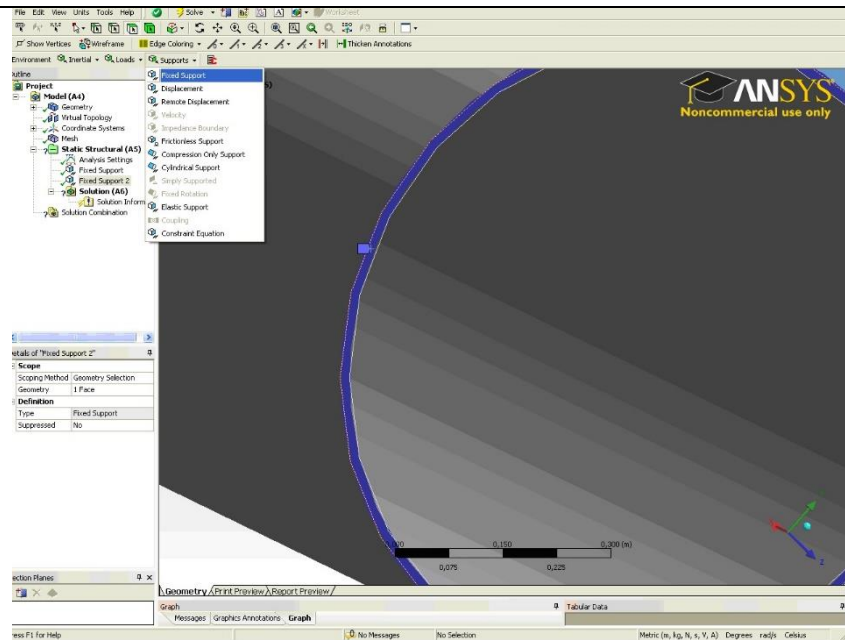


Рисунок 18 – Заделка торцов

Далее строим конечно-элементную сетку

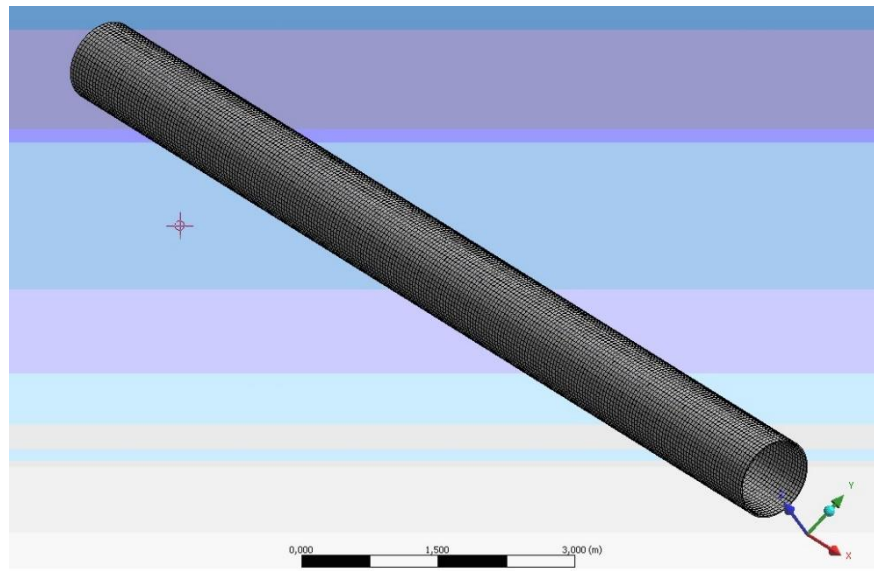


Рисунок 19 – Конечно-элементная сетка

Прикладываем нагрузки согласно расчётным значениям к соответствующим сечениям.

Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата



Рисунок 20 – Приложение нагрузок и давления (5,4 МПа)
Задание взаимодействия нефтепровода с вмещающими грунтами.

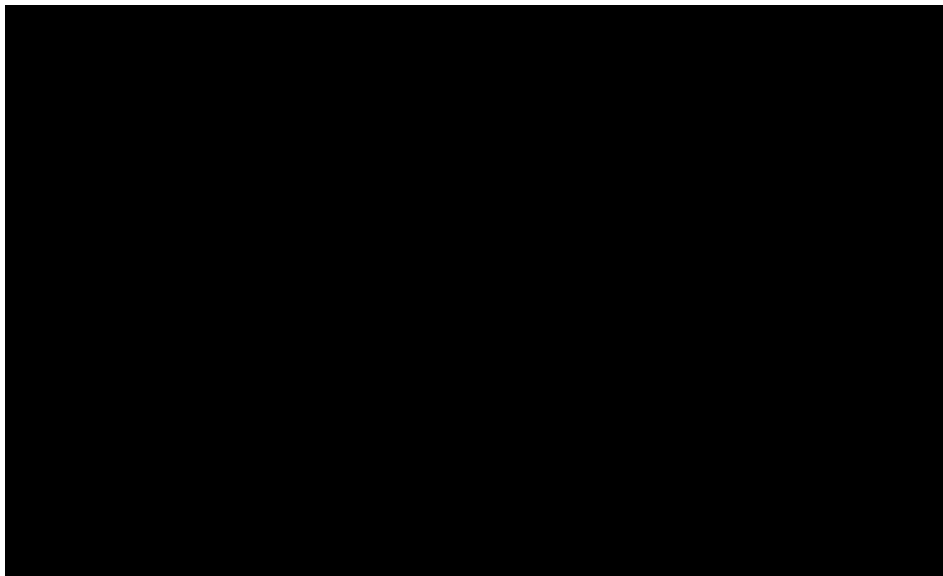


Рисунок 21 – Задание разной плотности грунтов

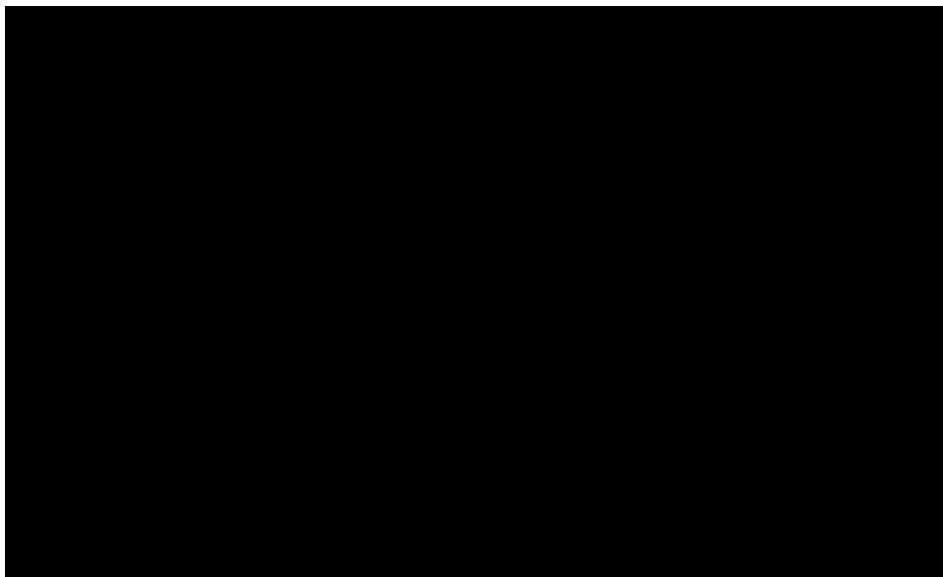


Рисунок 22 – Напряжения для трёх случаев с учётом ореола оттаивания

					Расчёты и аналитика эксплуатации магистрального нефтепровода на рассматриваемом участке	Лист
						74
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата		

Труба длиной [REDACTED] испытывает напряжения, и на двух участках при эксплуатации без тепловой изоляции, возникают напряжения выше предела текучести. Деформация варьируется от [REDACTED] без изоляции и до [REDACTED] м при использовании кольцевой тепловой изоляции(рис. 23).

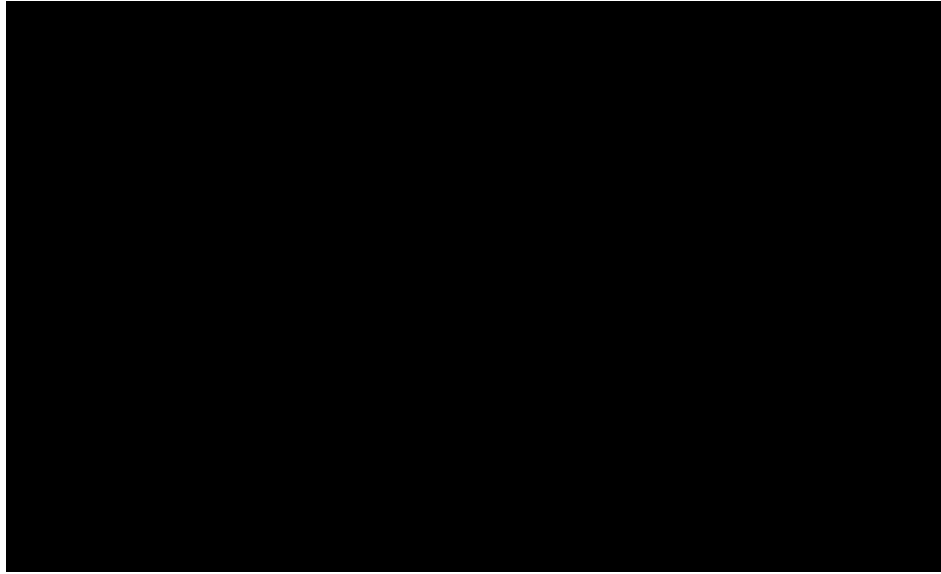


Рисунок 23 – Деформация нефтепровода с учётом осадки на декабрь 2039 год

Распределение суммарных напряжений и деформаций, полученных при расчете, представлены на рисунках 24,25 соответственно.

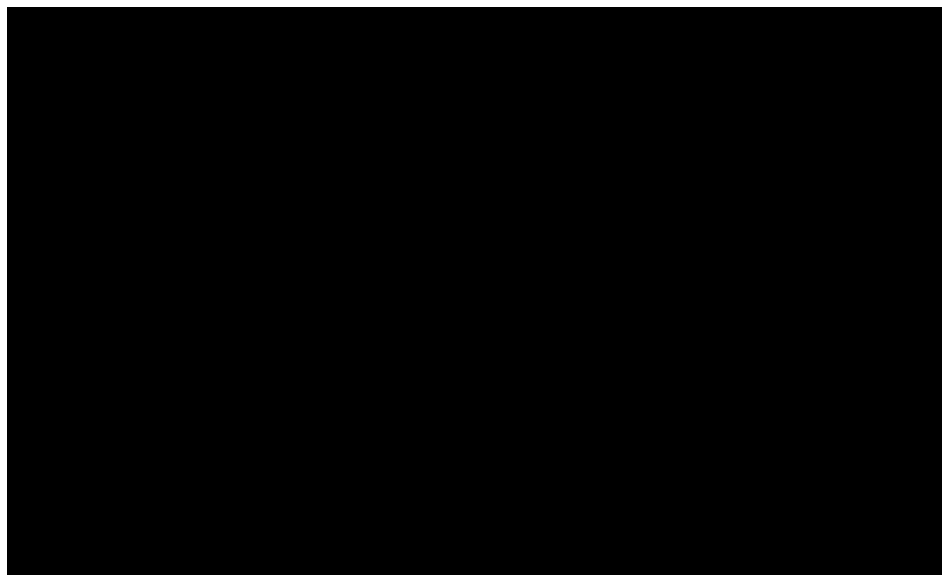


Рисунок 24 – График распределения напряжений

					Расчёты и аналитика эксплуатации магистрального нефтепровода на рассматриваемом участке	Лист
						75
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата		

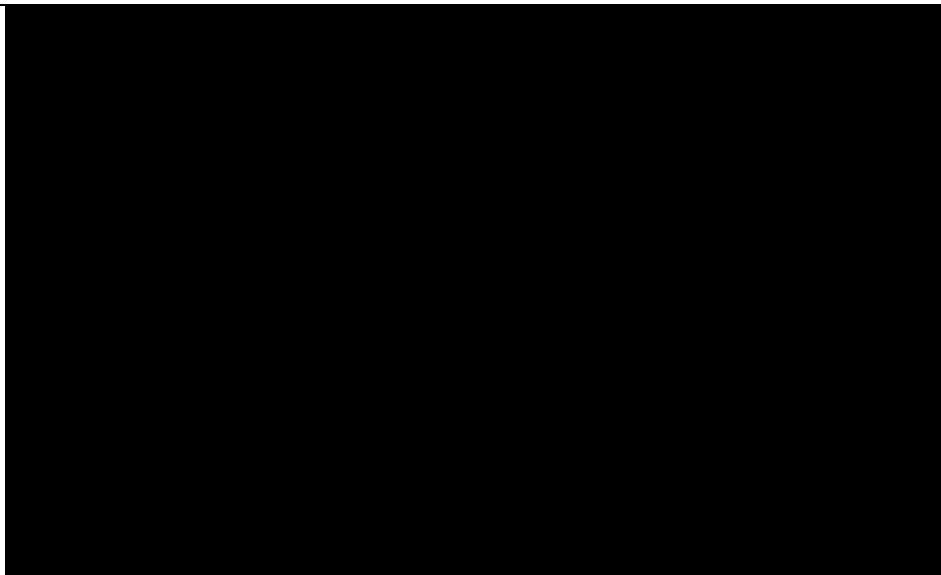


Рисунок 25 – График (1) деформации нефтепровода

С помощью программного обеспечения ANSYS были получены результаты расчета напряженно-деформированного состояния магистрального нефтепровода. Программа ANSYS позволяет спрогнозировать поведение магистрального нефтепровода, под которым произошло вымывание грунтов.

Благодаря полученным данным расчетов, можно сделать выводы:

- Максимальное напряжение (████████ МПа) находится в заделке и ████████ в зоне перехода грунта;
- Максимальные деформации очень значительны, даже при тепловой изоляции они достигают ████████ м;
- При полученных значениях, эксплуатационная надёжность резко снижается.

5 Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение

В магистерской диссертации рассматривается эффективность применения теплоизоляции магистрального нефтепровода.

В данном разделе произведены расчеты затрат на технологическое перевооружение направленные на защиту магистрального нефтепровода от опасных геокриологических процессов.

5.1 Расчет нормативной продолжительности на выполнение технологических операций

Нормы времени [57] выполнения технологических операций при регламентных работах по ремонту линейной части, установленной на НПС и линейной части магистральных нефтепроводов ██████████ (без демонтажа трубопровода), представлены в таблице 10.

Таблица 10 – Время на выполнение работ

№ п/п	Наименование операций	Общее время, часов	
		Кольцевая теплоизоляция пеноплекс	Работы по замене и подбивки грунта
1	Определение оси трубопровода	0,2	0,4
2	Вскрытие нефтепровода	80,5	161
3	Установка кольцевой тепловой изоляции	60	-
4	Подбивка нефтепровода минеральным грунтом	32	64
5	Замена растеплённого грунта	-	150
6	Засыпка трубопровода	16,1	32,2

Примечание: нормативы на работы по замене и подбивке грунта приведены из расчёта нормативной периодичности.

Итого:	188,8	407,6
---------------	--------------	--------------

Вывод: По результатам таблицы следует, что установка кольцевой тепловой изоляции занимает меньший объём времени, чем работы по замене грунта, которые необходимо проводить два раза за расчётный период, время установки кольцевой тепловой изоляции составило 188,8 ч.

					«Исследование влияния типа грунта на напряженно-деформированное состояние стенки магистрального трубопровода»			
Изм	Лист	Ф.И.О.	Подп.	Дата				
Разраб.		Буняк О.Г			Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Литера	Лист	Листов
Руков.		Чухарева Н.В					77	148
Консульт.						НИ ТПУ гр. 2БМ6А		
Рук-ль ООП		Бурков П.В						

5.2 Расчёт материальных затрат на проведение работ, направленных на инженерную защиту магистрального нефтепровода

Состав затрат в соответствии с их экономическим содержанием формируется последующим элементам:

- материальные затраты;
- затраты на оплату труда;
- отчисления на социальные нужды;
- амортизационные отчисления;
- прочие расходы.

Протяженность участка магистрального нефтепровода, подлежащего техническому перевооружению ██████████, диаметр ██████████ мм. В процессе производства работ потребуется следующая техника: экскаватор, который будет производить вскрышные работы траншеи, а так же бульдозер, который будет разрабатывать грунт, передвижная дизельная электростанция, которая будет обеспечивать бесперебойным питанием, автокран, который будет укладывать в траншею теплоизоляцию, вахтовая машина, в которой будет находиться сменный персонал и машина УАЗ патриот, в которой будут находиться ответственные лица за производство работ.

Стоимость горюче-смазочных материалов в соответствии с [58] приведена в таблице 11.

Таблица 11 – Расход горюче- смазочных материалов

Наименование техники	Кол-во, ед.	Расход топлива, л/ч	
		АИ-92	Диз. топливо
Одноковшовый экскаватор HitachiZX 450	2	-	22
Автомобиль УАЗ Патриот	1	3	-
Передвижная эл. Станция ДЭС-200	1	-	42,6
Вахтовая машина Урал 42112	2	-	19
Бульдозер Kamatsu-155	2	-	24,5
Автокран КС-457171	1	-	11,3

Затраты на ГСМ приведены в таблице 12.

					Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Лист
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата		78

Таблица 12 – Затраты на горюче-смазочные материалы

Наименование техники	Потребность, л.		Цена за единицу, руб.	Стоимость ГСМ, руб.	
	Кольцевая теплоизоляция пеноплекс	Работы по замене и подбивки грунта		Кольцевая теплоизоляция пеноплекс	Работы по замене и подбивки грунта
Одноковшовый экскаватор Hitachi ZX 450	████████	████████	████	████████	████████
Автомобиль УАЗ Патриот	████	████	████	████████	████████
Передвижная эл. Станция ДЭС-200	████████	████████	████	████████	████████
Вахтовая машина Урал 42112	████████	████████	████	████████	████████
Бульдозер Kamatsu-155	████████	████████	████	████████	████████
Автокран КС-457171	████		████	████████	█
Итого:				████████	████████

Вывод: По результатам расчётов ГСМ видно, что затраты при применении кольцевой тепловой изоляции на ████████ рублей дешевле.

5.3 Расчет стоимости земляных работ

Расчёт объёма разрабатываемого грунта

Основными видами земляных работ в обычных условиях является устройство траншеи и ее засыпка. Объем разрабатываемого грунта определяется по формуле:

$$V = L \cdot S = 14,2 \cdot 500 = 7100\text{м}^3, \quad (5.1)$$

где L- длина разрабатываемой траншеи, м;

S - площадь поперечного сечения траншеи, м².

Расчёт технической производительности одноковшовых экскаваторов

Определяется по формуле:

$$P_{\text{тх}} = 3600 \cdot q \cdot \frac{K_{\text{н}}}{t_{\text{ц}}} \cdot K_{\text{р}} = 3600 \cdot \frac{0,95}{15} \cdot 1,5 = 304 \text{ м}^3/\text{ч}, \quad (5.2)$$

где $K_{\text{н}}$ - коэффициент наполнения ковша, $K_{\text{н}} = 0,95$;

$K_{\text{р}}$ - коэффициент разрыхления породы, $K_{\text{р}} = 1,5$;

$t_{\text{ц}}$ - продолжительность цикла;

q - вместимость ковша, $q = 2 \text{ м}^3$.

Расчёт эксплуатационной производительности одноковшовых экскаваторов

Техническая производительность является возможной максимальной производительностью для данных условий и технологии работ. Кроме нее следует различать теоретическую и эксплуатационную производительность.

Эксплуатационная производительность учитывает потери времени на запланированные простои (профилактика, перерывы при подаче транспортных средств и т.п.), которые не должны превышать 20% [59].

Эксплуатационная производительность определяется по формуле:

$$P_{\text{э}} = P_{\text{тх}} \cdot K_{\text{у}} \cdot K_{\text{в}} = 304 \cdot 0,98 \cdot 0,75 = 223,44 \text{ м}^3/\text{ч}, \quad (5.3)$$

где $K_{\text{у}}$ - коэффициент зависящий от уровня квалификации машиниста экскаватора, $K_{\text{у}} = 0,98$;

$K_{\text{р}}$ - коэффициент разрыхления породы, $K_{\text{р}} = 1,5$;

$K_{\text{у}}$ - коэффициент использования экскаватора в смену, $K_{\text{у}} = 0,75$ при отсыпке в отвал.

Расчёт теоретической производительности одноковшовых экскаваторов

Теоретическая производительность одноковшовых экскаваторов применяется только как часовая и определяется по формуле:

$$P_{\text{т}} = 3600 \cdot \frac{q}{t_{\text{ц}}} = 3600 \cdot \frac{2}{15} = 480 \text{ м}^3/\text{ч}, \quad (5.4)$$

Для обеспечения эффективного использования экскаваторов, применяемые типоразмеры этих машин должны соответствовать объемам

					Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Лист
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата		80

работ на объекте.

Результаты расчета стоимости затрат на проведение земляных работ приведены в таблице 13.

Таблица 13 – Расчёт затрат земляных работ

Вид работ	Ед.изм.	Стоимость за единицу,руб.	Кол-во	Полная стоимость, руб.
<i>Разработка грунта</i>				
Разработка грунта бульдозером с перемещением до 10 м	м³	■	■	■
Разработка грунта в отвал экскаватором	м³	■	■	■
Разработка грунта с погрузкой на автосамосвалы экскаваторами	м³	■	■	■
<i>Обратная засыпка</i>				
Засыпка вручную траншей, пазух котлованов и ям	м³	■	■	■
Разработка грунта в отвал экскаваторами	м³	■	■	■
Засыпка траншей и котлованов с перемещением грунта до 5 м бульдозерами	м³	■	■	■
<i>Обваловывание</i>				
Разработка грунта с перемещением до 10 м бульдозерами	м³	■	■	■
Разработка грунта в отвал экскаваторами	м³	■	■	■
Итого:				■

Вывод: По результатам расчётов земляных работ можно сделать вывод, что на один цикл требуется ■ рубля, при одновременной установке кольцевой тепловой изоляции, при подбивке и тромбовке грунта, требуется двукратная сумма равная ■ не включая привозного грунта.

5.4 Затраты на материалы

Расчет требуемого количества праймера

Объем требуемого количества праймера рассчитывается по следующей формуле:

$$V = 2 \cdot \pi \cdot R_M \cdot L_M \cdot Q + 2 \cdot \pi \cdot R_T \cdot L_T \cdot Q = 445,88 + 383,08 = 828,96 \text{ кг}, \quad (5.5)$$

где R_M, R_T - наружный радиус теплоизоляции и трубопровода, м;
 L_M, L_T - длина теплоизоляции и трубы покрываемая праймером, м;
 Q - расход праймера, г/м³.

Результаты расчета стоимости материальных затрат на проведение технического перевооружения приведены в таблице 14.

Таблица 14 – Стоимость оборудования для работ

Наименование материала	Ед. измерения	Кол-во, ед		Цена за ед., руб	Сумма, руб	
		Кольцевая теплоизоляция пеноплекс	Работы по замене и подбивки грунта		Кольцевая теплоизоляция пеноплекс	Работы по замене и подбивки грунта
<i>Основные материалы</i>						
Комплект тепловой изоляции	шт.	■	■	■	■	■
Манжета двухслойная	шт.	■	■	■	■	■
Праймер «ТЕРМА-СТМП»	кг	■	■	■	■	■
Лента «ТЕРМА-ЛКА»	т	■	■	■	■	■
Скальный лист	м ²	■	■	■	■	■
Итого затраты на основные материалы:					■	■
<i>Вспомогательные материалы</i>						
Шлифовальный круг	шт.	■	■	■	■	■
Песок	т	■	■	■	■	■
Итого затраты на вспомогательные материалы:					2720	■
Итого:					■	■

Вывод: По результатам расчётов затрат на необходимое оборудование, установлено, что работы по замене и подбивке грунта дешевле на ■ рублей.

5.5 Затраты на амортизационные отчисления

В расчет затрат на специальное оборудование включают все затраты, связанные с приобретением оборудования, необходимого для проведения работ.

Затраты исчисляются согласно нематериальных активов и балансовой стоимости основных производственных фондов, и которые были утверждены в

установленном порядке норм амортизации. Принимая во внимание ускоренную амортизацию активной части. Данные нормы амортизации определяются в соответствии с [60], оборудование для проведения работ в обоих случаях будет одинаково, но разное время производства работ, расчёт амортизационных отчислений при установке кольцевой тепловой изоляции представлен в таблице 15.

Таблица 15 – Расчет амортизационных отчислений при установке тепловой ИЗОЛЯЦИИ

Наименование оборудования	Стоимость, руб.	Норма амортиз., %	Сумма амортиз. в год, руб.	Сумма амортиз. в час, руб.	Количество	Время работы, час.	Сумма амортиз., руб.
Одноковшовый экскаватор Hitachi ZX 450	████████	██	████████	████████	2	██	████████
Автомобиль УАЗ Патриот	██████	██	████████	████████	1	██	████████
Передвижная эл. Станция ДЭС-200	████████	██	████████	████████	1	██	████████
Вахтовая машина Урал 42112	██████	██	████████	████████	2	██	████████
Бульдозер Kamatsu-155	████████	██	████████	████████	2	██	████████
Автокран КС-457171	████████	██	████████	████████	1	██	████████
Сумма амортизации всего оборудования, руб.:							████████

Расчёт амортизационных отчислений при подбивке и замене грунта представлен в таблице 16.

Таблица 16 – Расчет амортизационных при подбивке и замене грунта

Наименование оборудования	Стоимость, руб.	Норма амортиз., %	Сумма амортиз. в год, руб.	Сумма амортиз. в час, руб.	Количество	Время работы, час.	Сумма амортиз., руб.
Одноковшовый экскаватор HitachiZX 450	████████	██	████████	██████	2	████	████████
Автомобиль УАЗ Патриот	██████	██	████████	██████	1	████	████████
Передвижная эл. Станция ДЭС-200	████████	██	████████	██████	1	██	████████
Вахтовая машина Урал 42112	██████	██	████████	████████	2	█	██████
Бульдозер Kamatsu-155	████████	██	████████	██████	2	█	████████
Автокран КС-457171	████████	██	████████	██████	1	█	████████

Сумма амортизации всего оборудования, руб.: ██████████

Вывод: Расчет амортизационных отчислений показал, что при установке кольцевой тепловой изоляции отчисления на амортизацию составляют ██████████ рублей, в то время как при работе по замене минерального грунта данный показатель составил ██████████ рублей.

5.6 Затраты на оплату труда

Согласно нормам затрат времени, на выполнение технологических операций при проведении работ, проводим расчет заработной платы, представленный в таблице 17 (Район производства работ находится в ██████████), и заработная плата облагается надбавками.

Результаты расчета заработной платы представлены в таблице 17.

Таблица 17 – Расчет заработной платы

Профессия	Разряд	Кол-во		Тарифная ставка, руб./час	Время на проведение мероприятия, ч.		Тарифный фонд ЗП, руб.		Сев.и рай. коэф. 80%+70%, руб.		Зарботная плата с учетом надбавок, руб.	
		1	2		1	2	1	2	1	2		
Машинист-эксковаторщик	6	6	6	██████	██	██████	██████	██████	██	██████	██████	██████
Машинист бульдозера	6	2	6	██████	██	██████	██████	██████	██	██████	██████	██████
Слесарь монтажник	5	4	4	██████	██	██████	██████	██████	██	██████	██████	██████
Изолировщик	6	4	0	██████	██	██████	██████	██████	██	██████	██████	██████
Стропальщик	3	4	0	██████	██	██████	██████	██████	██	██████	██████	██████
Крановщик	6	3	0	██████	██	██████	██████	██████	██	██████	██████	██████
Водитель	6	5	4	██████	██	██████	██████	██████	██	██████	██████	██████
Линейный трубопроводчик	4	15	3	██████	██	██████	██████	██████	██	██████	██████	██████
Начальник отдела	13	1	1	██████	██	██████	██████	██████	██	██████	██████	██████
Ведущий инженер	14	1	1	██████	██	██████	██████	██████	██	██████	██████	██████
Мастер	10	1	1	██████	██	██████	██████	██████	██	██████	██████	██████
Итого		46	26				██████	██	██████	██████	██████	██

Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата
-----	------	---------	-------	------

Вывод: Исходя из полученных значений заработной платы с учетом надбавок, можно сделать вывод, что установка кольцевой тепловой изоляции будет выгоднее на [REDACTED] рублей.

5.7 Затраты на страховые взносы

Затраты на взносы в Фонд социального страхования, Пенсионный фонд, Фонд обязательного медицинского страхования, в том числе обязательного социального страхования при несчастном случае на производстве представлены в таблице 18.

Для расчета затрат на выплату по страхованию от несчастных случаев на производстве и каких-либо профессиональных болезней, используем класс VIII, тариф 0,9 согласно [61].

					Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Лист
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата		86

Таблица 18 – Расчет взносов на страхование

Профессия	Количество работников		ЗП, руб.		ФСС (2,9%), руб.		ФОМС (5,1%), руб.		ПФР (22%), руб.		Страхование от несчаст. случаев (тариф 0,9%), руб.		Всего, руб.	
	1	2	1	2	1	2	1	2	1	2	1	2	1	2
Машинист-эксковаторщик	6	6	██████	██	██████	██████	██████	██	██████	██	██████	██████	██████	██
Машинист бульдозера	2	6	██████	██████	██████	██████	██████	██████	██████	██████	██████	██████	██████	██████
Слесарь монтажник	4	4	██████	██████	██████	██████	██████	██████	██████	██████	██████	██████	██████	██████
Изолировщик	4	0	██████		██████	██████	██████	██████	██████	██████	██████	██████	██████	██████
Стропальщик	4	0	██████		██████	██████	██████	██████	██████	██████	██████	██████	██████	██████
Крановщик	3	0	██████		██████	██████	██████	██████	██████	██████	██████	██████	██████	██████
Водитель	5	4	██████	██████	██████	██████	██████	██████	██████	██████	██████	██████	██████	██████
Линейный трубопроводчик	15	3	██████	██████	██████	██████	██████	██████	██████	██████	██████	██████	██████	██████
Начальник отдела	1	1	██████	██████	██████	██████	██████	██████	██████	██████	██████	██████	██████	██████
Ведущий инженер	1	1	██████	██████	██████	██████	██████	██████	██████	██████	██████	██████	██████	██████
Мастер	1	1	██████	██	██████	██████	██████	██	██████	██	██████	██████	██████	██
Итого:													██████	██

Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата
-----	------	---------	-------	------

5.8 Затраты на проведение мероприятия

Расчет общей суммы затрат для проведения организационно-технического мероприятия производится относительно предыдущих расчетов (таблица 19).

Таблица 19 – Затраты на проведение перевооружения линейной части магистрального нефтепровода

Состав затрат	Сумма затрат, руб.	
	Кольцевая теплоизоляция пеноплекс	Работы по замене и подбивки грунта
Затраты на ГСМ	████████	████████
Затраты на земляные работы	████████	████████
Затраты на материалы	████████	████████
Амортизационные отчисления	████████	████████
Оплата труда	████████	████████
Страховые взносы	████████	████████
Всего затрат:	████████	████████

Вывод: Затраты на работы направленные на защиту линейной части магистрального нефтепровода в исполнении нанесения кольцевой тепловой изоляции выгоднее и дешевле на ████████ рублей.

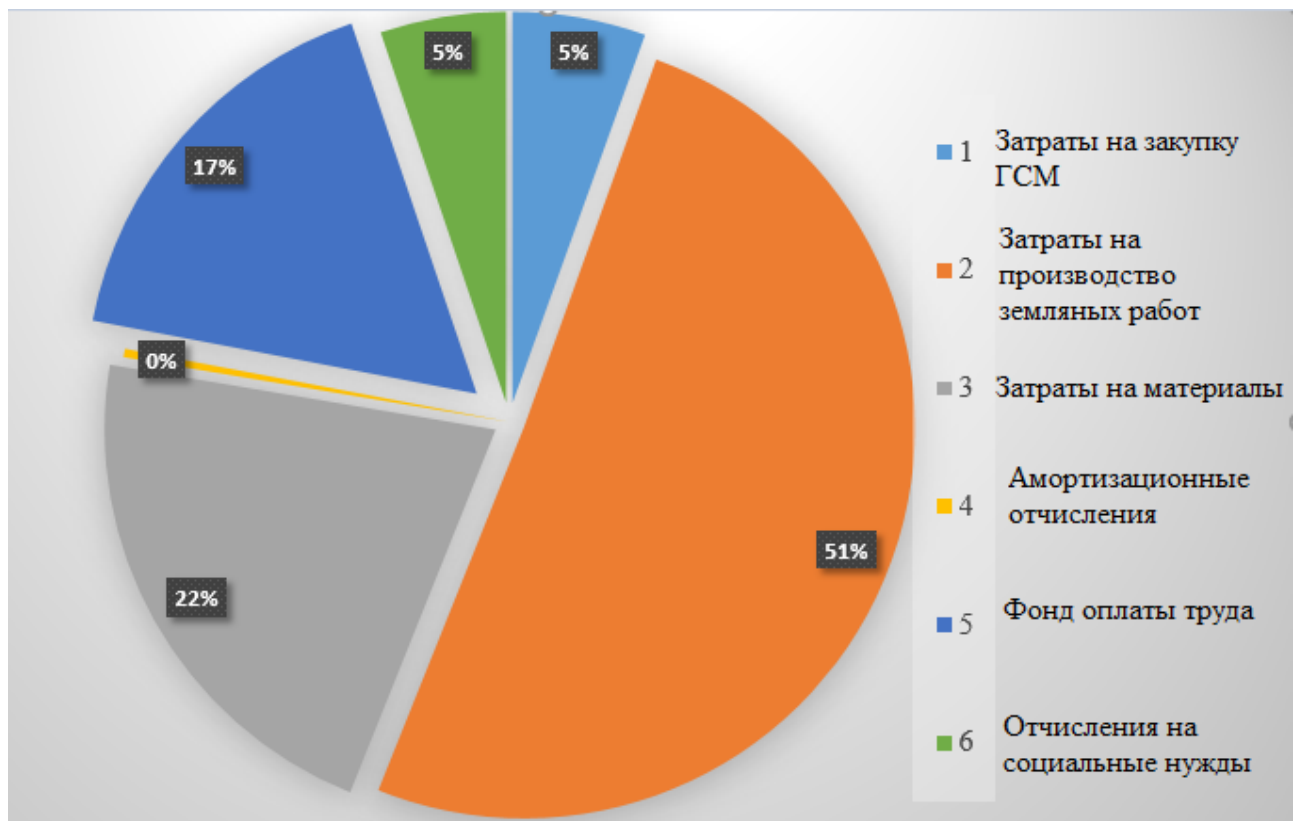


Рисунок 26 — Затраты на проведение технического перевооружения

Заключение

Экономический расчет показал, что применение кольцевой тепловой изоляции дешевле и ресурсоэффективнее. На проведение мероприятия по защите линейной части магистрального нефтепровода на участке [REDACTED] [REDACTED] потребуется [REDACTED] рублей; наибольший удельный вес 51% (рис.26) в структуре затрат на проведение ремонтных работ занимают затраты на проведение земляных работ.

					Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Лист
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата		89

6 Социальная ответственность

6.1 Краткая характеристика

В данном разделе проведен анализ возможных опасных и вредных факторов при эксплуатации магистрального нефтепровода [REDACTED] на участке [REDACTED]. Рассмотрены вопросы по обеспечению экологической безопасности, промышленной безопасности и безопасности в чрезвычайных ситуациях.

При проведении ремонтных работ на линейной части магистральных нефтепроводов необходимо большое внимание уделять производственной и экологической безопасности.

В административном отношении участок эксплуатируемого магистрального нефтепровода [REDACTED] располагается в [REDACTED] районе [REDACTED]. Трасса нефтепровода проходит по слабообжитой, труднодоступной местности, имеется слабо разветвлённая дорожная сеть шоссейных и грунтовых дорог соединяющих населённые пункты [REDACTED] связан с [REDACTED] и через [REDACTED] с районными центрами. Болот на рассматриваемом участке немного, в основном переходного типа. Нефтепровод находится в северной строительно-климатической зоне, климатический подрайон I А. Климат района резко-континентальный. В целом для района характерны продолжительная суровая зима и короткое жаркое лето. Наблюдаются резкие колебания температуры в течение года, месяца и даже суток. По данным многолетних наблюдений – средняя годовая температура воздуха составляет - 5,7°С. Продолжительность зимнего периода - шесть месяцев, с октября по апрель.

6.2 Производственная безопасность

Основные элементы производственного процесса, формирующие опасные и вредные факторы в соответствии с ГОСТ 12.0.003-2015 [62],

					«Исследование влияния типа грунта на напряженно-деформированное состояние стенки магистрального трубопровода»			
Изм	Лист	Ф.И.О.	Подп.	Дата	Социальная ответственность	Литера	Лист	Листов
Разраб.		Буняк О.Г					90	148
Руков.		Чухарева Н.В				НИ ТПУ гр. 2БМ6А		
Консулт.								
Рук-ль ООП		Бурков П.В						

приведены в табл. 21.

Таблица 20 – Опасные и вредные факторы при выполнении работ по оценке технического состояния подводного перехода нефтегазопровода

Источник фактора, наименование видов работ	Факторы (по ГОСТ 12.0.003-2015)		Нормативные документы
	Вредные	Опасные	
Земляные работы: 1) Подъем, укладка и очистка газопровода от старой изоляции; 2) Сварочно-восстановительные работы; 3) Изоляционно-укладочные работы; 4) Испытание отремонтированного нефтепровода.	1. Отклонение показателей кроклимата на открытом воздухе; 2. Превышение уровней шума на рабочем месте; 3. Повышенная загазованность воздуха рабочей сред; 4. Физические перегрузки.	1. Электрический ток; 2. Пожаро- и взрывоопасность. 3. Движущиеся машины и механизмы; подвижные части производственного оборудования; 4. Электрическая дуга и металлические искры.	ГОСТ 12.1.038-82 [62]; СанПиН 2.2.2776-10 [63]; ГОСТ 12.0.003.-74 [64]; ГОСТ 12.1.003-83 [65]; ГОСТ 12.1.004-91* [66]; ГОСТ 12.1.005-88* [67]; ГОСТ 12.1.010-76 [68]; ГОСТ 12.1.011-78* [69]; ГОСТ 12.4.011-89 [70]; ГОСТ 12.1.019-79 [71]. ГОСТ 12.2.003-74 [79], ГОСТ 12.3.009-76 [80] ГОСТ 12.1.038-82 [81], ГОСТ 12.1.045-84 [82], ГОСТ 12.1.030-81 [83].

6.2.1 Анализ вредных производственных факторов и обоснование мероприятий по их устранению

Отклонение показателей климата на открытом воздухе

Климат района резко континентальный и характеризуется значительными годовыми и суточными амплитудами колебаний температуры, суровой зимой.

Источником формирования данного вредного производственного фактора могут являться плохие метеорологические условия, в результате которых возможно отклонение показателей микроклимата в рабочей зоне. Отклонение показателей микроклимата может привести к ухудшению общего самочувствия рабочего.

Нормирование параметров на открытых площадках не производится, но определяются конкретные мероприятия по снижению неблагоприятного воздействия их на организм рабочего. 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

					Социальная ответственность	Лист
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата		91

воздуха и скорости ветра в холодное время работы приостанавливаются в соответствии с ГОСТ 12.1.005–88* [67];(Табл. 22) .

Таблица 21 – Работы на открытом воздухе приостанавливаются при погодных условиях.

Скорость ветра, м/с	Температура воздуха, °С
При безветренной погоде	-40
Не более 5,0	-35
5,1-10,0	-25
10,0-15	-15
15,1-20,0	-5
Более 20,0	0

Оптимальный климат характеризуется сочетанием таких параметров, которые обуславливают сохранение нормального функционального состояния организма. 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. Использование сезонной одежды.

Превышение уровней шума

Шум может создаваться работающим оборудованием: буровыми установками (ЗИФ-1200), машинами (ЗИЛ, КАМАЗ, КрАЗ), бульдозерами и трубоукладчиками, устройствами холодной врезки, полевыми машинами для переизоляции трубопровода.

Шум – это беспорядочное сочетание звуков различной частоты. Источниками шума при проведении ремонтных работ на магистральном нефтепроводе могут стать установки для дробеструйной обработки полумуфт, а также машины для проведения земляных.

Длительное воздействие шумов отрицательно сказываются на эмоциональном состоянии персонала, а также может привести к снижению слуха.

Согласно ГОСТ 12.1.003[65] – 83 эквивалентный уровень шума (звука) не должен превышать 80 дБА (табл. 23).

					Социальная ответственность	Лист
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата		92

Таблица 22 – Допустимые уровни звукового давления и эквивалентного уровня звука

Рабочие места	Уровни звукового давления, дБ, в октавных полосах со среднегеометрическими частотами, Гц									Эквивалентные уровни звука, дБА
	31,5	63	125	250	500	1000	2000	4000	8000	
Постоянные рабочие места и рабочие зоны в производственных помещениях и на территории предприятий	107	94	87	82	78	75	73	71	70	80

Для предотвращения негативного воздействия шума на рабочих используются средства коллективной и индивидуальной защиты.

Коллективные средства защиты:

- борьба с шумом в самом источнике;
- борьба с шумом на пути распространения (экранирование рабочей зоны (постановкой перегородок, диафрагм), звукоизоляция).

Средства индивидуальной защиты:

- наушники; ушные вкладыши в соответствии с ГОСТ 12.1.003-83 [48].

Повышенная загазованность воздуха рабочей среды

Источником возникновения загазованности на месте проведения работ, могут служить техника, оборудование, такие как: экскаваторы, бульдозеры, краны, так же при ремонте нефтепровода, в результате опорожнения нефтепровода, при производстве зачистки внутренней полости, возможно отравление сероводородом.

Сероводород (H₂S) бесцветный газ с запахом тухлых яиц. Плотность 1,54 кг/м³, по отношению к воздуху 1,19. Температура воспламенения 290 °С. Хорошо растворяется в воде. В водном растворе является слабой кислотой. Горит синеватым пламенем с образованием воды и сернистого газа (SO₂). Взрывоопасен, концентрационные пределы воспламенения 4,3–45,5 % (по объему).

					Социальная ответственность	Лист
						93
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата		

Сероводород – сильный нервный яд, вызывающий смерть от остановки дыхания. На дыхательные пути и глаза действует раздражающе. Растворенный в воде при попадании на кожу человека вызывает покраснение и экзему. Ощутимый запах сероводорода в воздухе отмечается при 1,4–2,3 мг/м³, значительный запах при 4 мг/м³; при 7–11 мг/м³ – запах тягостный. При более высоких концентрациях запах менее сильный, наступает привыкание. Нахождение человека в атмосфере, содержащей 90–100 мг/м³ сероводорода, в течение 4 ч вызывает головную боль, слезотечение, светобоязнь. При концентрации 200–280 мг/м³ наблюдается жжение в глазах, раздражение слизистых оболочек глаз и зева, металлический вкус во рту, усталость, головные боли, тошнота. При концентрации 750 мг/м³ наступает опасное отравление в течение 15–20 мин. При концентрации 1000 мг/м³ и выше смерть может наступить почти мгновенно. Сероводород относится ко 2-му классу опасности. ПДК сероводорода в воздухе рабочей зоны в присутствии углеводородов (С₁–С₆) – 3, в воздухе населенных мест – 0,008 мг/м³ [76].

Согласно, при работе с вредными веществами работающий персонал должно быть обеспечен средствами индивидуальной защиты. При работе в местах, где концентрация вредных веществ в воздухе может превышать ПДК, работников должны обеспечивать соответствующими противогазами. Для предотвращения загазованности воздуха рабочей среды, следует контролировать работу специальной техники, не допуская работу техники, незадействованной в производстве работ.

Тяжесть и напряженность физического труда

В связи с большой протяженностью и удаленностью нефтепровода от населенных пунктов, работникам длительное время приходится проводить в командировках, что сопровождается тяжелым и напряженным физическим трудом. Основным при выполнении работ является физический труд, в результате которого происходит утомление мышц и снижение мышечной деятельности человека. Для снижения результатов воздействия данного фактора необходимо чередование периодов работы и отдыха. Согласно

					Социальная ответственность	Лист
						94
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата		

СанПиН 2.2.2776-10 [63], классы условий труда разделяются на оптимальный, допустимый и вредный(1 и 2 степени). Для работника линейной части выбираем допустимые физические нагрузки. Так же различают показатели тяжести трудового процесса для мужчин и женщин:

- Физическая динамическая нагрузка (единицы внешней механической работы за смену, кг·м) для мужчин до 46 кг, а для женщин до 28 кг.

- Масса поднимаемого и перемещаемого груза вручную (кг) для мужчин до 30 кг, а для женщин до 10 кг.

- Стереотипные рабочие движения (количество за смену) для мужчин до 40000, а для женщин до 20000.

- Наклоны корпуса 51 – 100.

- Перемещения в пространстве, обусловленные технологическим процессом (км) по горизонтали до 8, а по вертикали до 2,5.

Тяжелый и напряженный физический труд может повлиять на общее самочувствие рабочего и привести к развитию различных заболеваний.

У людей, занятых тяжелым и напряженным физическим трудом, должен быть восьми часовой рабочий день с обеденным перерывом (13⁰⁰ – 14⁰⁰) и периодическими кратковременными перерывами, а также должна быть увеличена заработная плата и продолжительность отпуска.

6.2.2 Анализ опасных производственных факторов и обоснование мероприятий по их устранению

Опасными производственными факторами называются факторы, способные при определенных условиях вызывать острое нарушение здоровья и гибели человека.

Электрический ток

Источником поражения электрическим током могут являться плохо изолированные токопроводящие части, провода, от сварочного аппарата, или дизельного электродвигателя. Известно, что поражение человека электрическим током возможно лишь при замыкании электрической цепи через тело человека, то есть при прикосновении человека к сети не менее чем в

					Социальная ответственность	Лист
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата		95

двух точках.

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

Степень опасного воздействия на человека электрического тока зависит от:

- рода и величины напряжения и тока;
- частоты электрического тока;
- пути тока через тело человека;
- продолжительности воздействия на организм человека;
- силы тока;
- сопротивления;
- условий внешней среды;
- подготовки персонала.

Предельно допустимые значения напряжений прикосновения при аварийном режиме производственных электроустановок с частотой тока 50 Гц, напряжением выше 1000 В, с глухим заземлением нейтрали не должны превышать значений, указанных в табл.24

Таблица 23 – Предельно допустимые значения прикосновений

Продолжительность воздействия, с	Предельно допустимое значение напряжения прикосновения , В
До 0,1	500
0,2	400
0,5	200
0,7	130
1,0	100
Свыше 1,0 до 5,0	65

Для защиты от поражения электрическим током применяют коллективные и индивидуальные средства.

Коллективные средства электрозащиты: изоляция токопроводящих

					Социальная ответственность	Лист
						96
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата		

частей (проводов) и ее непрерывный контроль, установка оградительных устройств,

предупредительная сигнализация и блокировка, использование знаков безопасности и предупреждающих плакатов, применение малых напряжений, защитное заземление, зануление, защитное отключение.

Индивидуальные средства защиты: диэлектрические перчатки, инструменты с изолированными рукоятками, диэлектрические боты.

Пожаро– и взрывоопасность

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

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

В соответствии с [77] и [78] Предельно – допустимая концентрация паров нефти и газов в рабочей зоне не должна превышать по санитарным нормам 300 мг/м³, при проведении газоопасных работ, при условии защиты органов дыхания, не должно превышать предельно – допустимую взрывобезопасную концентрацию (ПДБК), для паров нефти 2100 мг/ м³ в соответствии с ГОСТ 12.1.010-76 [69].

К средствам тушения пожара, предназначенных для локализации небольших загораний, относятся пожарные стволы, огнетушители, сухой песок, асбестовые одеяла, вода и т. п. Для предотвращения взрыва необходимо осуществлять постоянный контроль давления по манометрам в трубопроводе, а так же каждые пол часа производить замер газовой смеси, с помощью газоанализатора [69].

					Социальная ответственность	Лист
						97
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата		

Движущиеся машины и механизмы (в том числе грузоподъемные)

Погрузочно-разгрузочные работы должны производиться механизированными способами согласно требованиям ПОТ Р М-007-98 (Межотраслевые правила по охране труда при погрузочно-разгрузочных работах и размещении грузов), ГОСТ 12.3.009-2015 (Работы погрузочно-разгрузочные. Общие требования безопасности), и при наличии разрешения на производство работ от соответствующих железнодорожных служб.

Работники, производящие работы по перемещению грузов кранами и обслуживающие это оборудование, должны быть обучены, аттестованы, допущены к самостоятельным работам в установленном порядке в соответствии с требованиями Правил устройства и безопасной эксплуатации грузоподъемных кранов и др., и им должны быть созданы условия для безопасного и безаварийного производства работ (климат рабочей зоны и мест производства работ, техническое и организационное обеспечение этих работ, средства защиты от воздействия опасных и вредных производственных факторов, четкое распределение обязанностей и ответственности среди исполнителей работ и организация взаимодействия между ними, ответственность каждого за исполнение своих обязанностей).

Спецодежда, спецобувь и другие средства индивидуальной защиты должны соответствовать требованиям ГОСТ 12.4.011-89. При выполнении погрузочно-разгрузочных работ следует использовать средства индивидуальной защиты в зависимости от вида груза и условий ведения работ. Краны должны устанавливаться на все имеющиеся опоры. Под опоры подкладываются устойчивые подкладки, которые являются инвентарной принадлежностью крана. Не допускаются работы на грузоподъемном кране, если скорость ветра превышает допустимую величину, указанную в паспорте крана.

					Социальная ответственность	Лист
						98
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата		

Категорически запрещается устанавливать и работать на грузоподъемных кранах непосредственно под проводами линий электропередачи.

В процессе эксплуатации грузозахватные приспособления и тара должны подвергаться периодическому испытанию и осмотру лицом, на которое возложен надзор за безопасной работой машин и механизмов.

Запрещается участвовать в погрузочно-разгрузочных работах водителям или другим лицам, не входящим в состав бригады.

Машины и механизмы при строительстве подводного перехода трубопровода, могут являться причиной травмирования работников. Причем эти повреждения могут быть довольно серьезными для человека и могут привести к летальному исходу (смерть), серьезным телесным повреждениям (переломы, ушибы), а также материальным потерям (выход из строя устройств, механизмов, приборов).

Превентивные меры:

- монтаж ограждений по периметру работающего оборудования;
 - применение работниками средств индивидуальной защиты;
 - применение оборудования и установок, которые находятся в списке реестра используемых устройств организации.
- Движущиеся машины и механизмы как опасный фактор представлены в ГОСТ 12.0.003-2015* [64].

Также множество несчастных случаев на производстве случается при производстве погрузочно-разгрузочных работ [80]. При выполнении погрузочно-разгрузочных работ запрещается:

- стоять под стрелой во время поднятия и перемещения грузов;
- поправлять стропы с поднятым грузом.

					Социальная ответственность	Лист
						99
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата		

Краны следует устанавливать на все опоры крана. Под опоры подкладываются устойчивые подкладки, являющиеся инвентарной принадлежностью крана.

Выполнение работ на грузоподъемном кране должно быть прекращено, если скорость ветра выше допустимой величины, которая указана в паспорте крана.

Не допускается работать на грузоподъемных кранах прямо под проводами линий электропередачи.

Во время выполнения работ по подъему, перемещению и укладке грузов следует следовать следующим правилам:

- работникам, не занятым данной работой, запрещено находиться в зоне выполнения работ и на кранах;
- для поднятия людей на конструкции и средства передвижения следует использовать инвентарные лестницы с площадками;
- после строповки груза, работники обязаны переместиться в безопасное место, и только после этого старший стропальщик должен подать команду машинисту грузоподъемного крана о подъеме;
- до подъема груз необходимо сначала поднять на высоту 20 – 30 см, чтобы убедиться в надежности строповки;
- перемещать груз в горизонтальной плоскости необходимо сначала подняв их на высоту более 50 см над встречающимися на пути препятствиями;
- недопустимо находиться работникам под стрелой автокрана плюс 5 м, также нельзя перемещать груз над работниками;
- недопустимо производить расстроповку груза, не удостоверившись в надежности закрепления груза в штабеле или на средстве передвижения.

					Социальная ответственность	Лист
						100
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата		

Электрическая дуга и металлические искры

Электросварочные работы должны производиться в соответствии с требованиями СНиП 12-03-2001, СНиП 12-04-2002 Безопасность труда в строительстве. Часть 1,2. Строительное производство, ГОСТ 12.3.003-86 «Работы электросварочные. Требования безопасности».

Производство электросварочных работ во время снегопада при отсутствии навесов над электросварочным оборудованием и рабочим местом электросварщика не допускается.

Электрододержатели, применяемые при ручной дуговой сварке металлическими электродами, должны удовлетворять требованиям ГОСТ 14651-78*.

Ручную дуговую сварку металлическими электродами производить с применением двух проводов, один из которых присоединить к электродержателю, а другой (обратный) – к свариваемой детали (основанию). При этом зажим вторичной обмотки сварочного трансформатора, к которому присоединен обратный провод, заземлить.

В качестве обратного провода, присоединяемого к сварочному изделию, не допускается использовать сети заземления, трубы технологических сетей, технологическое оборудование.

Сварка стыков выполняется электродуговой сваркой по разработанной технологической карте сварки. При выполнении сварки труб с заводской изоляцией необходимо применить защитные коврики из асбестовой ткани, которые предназначены для предохранения заводского изоляционного покрытия от попадания на него брызг расплавленного металла.

Для производства процесса сварки существует несколько опасных факторов воздействий на сварщика: поражение лучами электрической дуги

					Социальная ответственность	Лист
						101
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата		

глаз и открытой поверхности кожи; ожоги от капель брызг металла и шлака при сварке; взрыва в результате проведения сварки вблизи легковоспламеняющихся и взрывоопасных веществ; травмы различного рода механического характера при подготовке листов резервуара к сварке и в процессе сварки.

Для предохранения от брызг расплавленного металла и излучения сварочной дуги, сварщик должен носить положенную спецодежду и спецобувь, а глаза и лицо закрывать специальной маской или щитком со светофильтром. Электросварщику следует работать на резиновом коврике, пользоваться диэлектрическими перчатками. Рабочие места должны быть снабжены индивидуальными аптечками и индивидуальными средствами пожаротушения. Для тушения электрооборудования должны быть применены углекислотные огнетушители.

6.3. Экологическая безопасность

Защита атмосферы

На этапе эксплуатации НПС № 13 используются различные механизмы и технологическое оборудование, которые в процессе работы являются потенциальными источниками выбросов вредных веществ в атмосферный воздух.

Отрицательное воздействие загрязнителей воздуха обуславливается их токсическими и раздражительными свойствами. При обустройстве и эксплуатации проектируемых объектов загрязнение атмосферы предполагается в результате выделения: легких фракций углеводородов и серы от технологического оборудования (резервуары, насосы и т.д.). Для обеспечения безаварийной работы основной насосной, обеспечения минимально возможного выделения загрязняющих веществ в атмосферу проектом предусмотрен комплекс технических решений:

- Все технологические процессы и операции осуществляются в закрытой, герметичной аппаратуре.
- Арматура работающая под избыточным давлением, обеспечена предохранительными устройствами от превышения давления сверх

					Социальная ответственность	Лист
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата		102

допустимого.

- Освобождение трубопроводов и оборудования от остатков жидких нефтепродуктов при их остановке на ремонт и сброс от предохранительных клапанов предусмотрен в закрытую дренажную емкость.

Защита гидросферы.

Основные источники загрязнения рек и водоемов нефтью и нефтепродуктами при транспортировке их по магистральным трубопроводам аварийные утечки при отказах подводных переходов. Наиболее распространенные причины аварии подводных трубопроводов: деформации вследствие потери устойчивости, механических ударов, резонансовые явления на размытых участках переходов, нарушения гидроизоляционного покрытия и коррозия [73].

В результате загрязнения воды нефтью изменяются ее физические, химические и органолептические свойства, ухудшаются условия обитания в воде организмов и растительности, затрудняются все виды водопользования.

По степени загрязненности воды и ожидаемым последствиям различают четыре категории загрязнения. Влияние нефти и нефтепродуктов на водоем проявляется в ухудшении физических свойств воды (замутнение, изменение цвета, вкуса, запаха), отравлении воды токсическими веществами, образовании поверхностной пленки нефти и осадка на дне водоема, понижающей содержание кислорода [73].

В настоящее время методы очистки воды подразделяются на:

- Механический метод. Сущность механического метода состоит в том, что нефть удаляется из воды путем её отстаивания и фильтрации с последующим её улавливанием специальными устройствами - нефтеловушками, бензомаслоуловителями, отстойниками или вручную.

- Химический метод, он заключается в том, что в воду добавляют различные химические реагенты, которые вступают в реакцию с нефтью и осаждают её в виде нерастворимых осадков.

- Физико-химический метод. При физико-химическом методе очистки воды от нефти из воды удаляются тонко дисперсные и растворенные

					Социальная ответственность	Лист
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата		103

примеси и разрушаются органические и плохо окисляемые вещества нефти.

Защита литосферы.

Строительство трубопроводов в северных районах оказывает влияние на литосферу. Проходка траншей локально изменяет режим питания растительного покрова влагой, нарушает теплофизическое равновесие, растепляет многолетнемерзлые грунты, приводит к гибели чувствительный к механическому и другому воздействиям растительный покров малоземельной тундры [74]. При растеплении, происходит процесс эрозии. Эрозия наносит ущерб окружающей среде втрое: разрушает естественные или созданные в сооружениях геометрические формы, следствием чего обычно становится утрата устойчивости и эстетические дефекты; перемещает грунтовые частицы во взвешенном состоянии в водных потоках, создавая отложения частиц в местах сноса вследствие смыва грунта с обочин, образование промоин, загрязняя земли, ухудшая плодородие почвы. Эрозии сильно подвергаются мелкозернистые пылеватые пески, пылеватые суглинки, глины лессы, лессовидные суглинки.

Для предотвращения воздействия на литосферу, используют технологические решения:

- Использование тепловой изоляции;
- Применение конструктивных решений свайных опор;
- Применение сезонных охлаждающих устройств;
- Сезонную откачку воды и подсыпку, растеплённого грунта.

6.4 Безопасность в чрезвычайных ситуациях

Чрезвычайные ситуации на трубопроводном транспорте могут возникнуть по различным причинам, например:

- паводковые наводнения;
- лесные пожары;
- террористические акты;
- по причинам техногенного характера (аварии) и др.
- Аварии могут привести к чрезвычайным ситуациям.
- Возможными причинами аварий могут быть:

					Социальная ответственность	Лист
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата		104

- ошибочные действия персонала при производстве работ;
- отказ электрооборудования и исчезновение электроэнергии;
- производство ремонтных работ без соблюдения необходимых организационно-технических мероприятий;

- старение оборудования (моральный или физический износ);
- коррозия оборудования;
- гидравлический удар;
- факторы внешнего воздействия (ураганы, удары молнией и др.)[75].

Одними из примеров чрезвычайных ситуаций могут быть пожары или взрывы при проведении работ в газоопасных местах при капитальном ремонте магистрального газопровода. Данные пожары и взрывы относятся к чрезвычайным ситуациям техногенного характера.

С целью предотвращения чрезвычайных ситуаций, связанных с возникновением взрывов или пожаров необходимо применить следующие меры безопасности:

- перед началом работ в ремонтном котловане переносным газоанализатором проверяется уровень загазованности воздушной среды, при этом содержание газов не должно превышать предельно – допустимой концентрации по санитарным нормам;

- работа разрешается только после устранения опасных условий, в процессе работы следует периодически контролировать загазованность, а в случае необходимости обеспечить принудительную вентиляцию;

- для обеспечения пожаро- и взрывобезопасности работники должны быть оснащены спецодеждой, спецобувью и другие средства индивидуальной защиты (очки, перчатки, каски и т.д.), которые предусмотрены типовыми и отраслевыми нормами.

Меры по ликвидации последствий.

Ликвидация аварий нефтепровода может быть выполнена методами постоянного или временного ремонта. К постоянным методам относится вырезка катушки или участка нефтепровода с повреждением и заварка новой катушки или секции трубы, заварка свищей с установкой "чопиков"

					Социальная ответственность	Лист
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата		105

(металлических пробок), приварка патрубков с заглушками [74].

В качестве временного метода аварийного ремонта могут быть применены на срок не более одного месяца установка необходимой приварной муфты, муфты с коническими переходами, галтельные муфты, с обязательной последующей заменой их с применением методов постоянного ремонта.

Восстановление аварийного участка нефтепровода путем вырезки и замены на новый проводится при: разрыве кольцевого монтажного шва; разрыве продольного сварного шва или металла трубы [74].

6.5 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности

Для всех работающих на Крайнем Севере должны быть созданы условия, обеспечивающие нормальную жизнедеятельность организма и нормальные условия труда и отдыха. Лица, принимаемые для работы в районах Крайнего Севера или в районах к ним приравненных, подлежат предварительному медицинскому осмотру для установления их пригодности к работе в указанных условиях [75].

Работающие на открытом воздухе должны быть обеспечены в зимнее время спецодеждой и спецобувью с повышенным суммарным тепловым сопротивлением, а также защитными масками для лица. При работах, связанных с ограниченностью движения, следует применять спецодежду и спецобувь со специальными видами обогрева. В летнее время года работающие на открытом воздухе должны быть обеспечены за счет предприятия СИЗ от гнуса и энцефалитного клеща. При эквивалентной температуре наружного воздуха ниже $-25\text{ }^{\circ}\text{C}$ работающим на открытом воздухе ежечасно должен быть обеспечен обогрев в помещении, где необходимо поддерживать температуру около $+25\text{ }^{\circ}\text{C}$. Пункты обогрева должны быть оборудованы и эксплуатироваться по соответствующей инструкции.

Для облегчения ориентирования и перемещения людей в условиях сильной пурги или тумана по территории и в производственной зоне должны быть протянуты и закреплены направляющие канаты, если эти территории не имеют сплошного ограждения. Запрещается в зимнее время, независимо от

					Социальная ответственность	Лист
						106
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата		

состояния погоды, уход людей за пределы жилой или производственной зоны без письменного разрешения руководителя, при этом выход может быть разрешен группе в составе не менее двух человек. При выходе группы диспетчером или другим должностным лицом должны быть зарегистрированы маршрут ее движения, ожидаемое время ее возвращения или прихода на контрольные пункты, где имеется связь с базой. В случае отсутствия группы в обусловленное время на контрольных пунктах должны принимать меры к розыску группы и оказанию ей помощи [75].

Работники объектов, расположенных в районе Крайнего Севера, должны быть обучены ориентированию на местности по компасу, солнцу, звездам и местным предметам, знать величину магнитного склонения в районе работ, уметь его учитывать при движении по компасу, который следует носить с собой при удалении от места жилья или работы. Для звуковой ориентации во время пурги и туманов при видимости менее 50 м в поселках и удаленных объектах должны быть задействованы сирены прерывистого действия или другие звуковые сигнальные приспособления.

Эксплуатация транспортных средств и механизмов в районах Крайнего Севера должна осуществляться в соответствии с "Правилами техники безопасности для предприятий автомобильного транспорта". В зимнее время средства транспорта и механизмы должны выезжать как по трассе, так и по дорогам вне поселков колоннами не менее чем из двух машин, которые должны следовать друг за другом в пределах прямой видимости. При этом должна быть обеспечена возможность возвращения всех людей на одной из машин в случае выхода из строя другой машины. Перед выходом на трассу транспортных средств должно быть тщательно проверено их техническое состояние в соответствии с требованиями, предъявляемыми к ним "Правилами техники безопасности для предприятий автомобильного транспорта". Запрещается выпускать на линию транспортные средства с обнаруженными неполадками. Транспортные средства должны быть специально подготовлены для зимней эксплуатации:

- установлены приспособления для прогрева и запуска двигателя

					Социальная ответственность	Лист
						107
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата		

при низких температурах, а также обеспечены теплым капотом над местом его размещения;

- тщательно промыты и очищены системы охлаждения, топливопроводов, топливных баков и др.;

- заправлен двигатель антифризом для системы его охлаждения и соответствующими сортами топлива и смазки;

- утеплены аккумуляторные батареи и плотность электролита доведена до зимних норм;

- проверены и отрегулированы тормозные системы;

- отремонтированы имеющиеся и изготовлены недостающие цепи противоскольжения;

- установлены фары с противотуманными фильтрами;

- утеплены кабины, установлены и подключены приспособления для ее обогрева.

Выезжающие зимой в рейс должны быть одеты в теплую одежду и обуты в теплую обувь. Запрещается провоз недостаточно тепло одетых и обутых людей вне территории поселков. Выезжающие в рейс должны быть обучены мерам защиты от обморожения и оказанию доврачебной помощи, должны иметь при себе спички в непромокаемой упаковке и карманный электрический фонарь. Периодически, в обусловленное время, старший по колонне обязан сообщать на базу (диспетчеру) о своем местонахождении и условиях выполнения рейса, что должен регистрировать диспетчер в специальном журнале. В случае отсутствия связи, не позднее 5 часов после установленного контрольного времени, база (диспетчер) обязана организовать розыск и оказание помощи колонне [75].

Если во время пурги транспортные средства вынуждены остановиться в пути, в колонне должен быть натянут пеньковый канат для ориентирования во время перехода от одной машины к другой. Дороги в снегозаносимых районах должны быть обозначены хорошо видимыми вехами высотой не менее 2 м над поверхностью снега с расстояниями между ними не более 50 м на транспортных дорогах и не более 10 м на пешеходных [75].

					Социальная ответственность	Лист
						108
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата		

Заключение

В магистерской диссертации были получены результаты численного моделирования ореола оттаивания грунтов вокруг нефтепровода, и получены следующие значения:

- без тепловой изоляции от 15,75 м до 21 м;
- с кольцевой тепловой изоляцией в 100 мм от 10 м до 12,75 м;
- с кольцевой тепловой изоляцией в 200 мм от 8 м до 9,25 м.

Из полученных данных ореола оттаивания производился расчёт осадки нефтепровода, по результатам установлено, что величина осадки магистрального нефтепровода составляет:

- осадка без тепловой изоляции от 1,15 до 6,35 м;
- осадка с кольцевой тепловой изоляцией в 100 мм от 0,63 м до 5,52 м;
- осадка с кольцевой тепловой изоляцией в 200 мм от 0,51 м до 2,72 м.

При использовании программного комплекса ANSYS была построена трёхмерная модель магистрального нефтепровода и были получены эпюры распределения напряжений по длине рассматриваемого участка. Из которых можно сделать вывод, что даже при использовании кольцевой тепловой изоляции из пеноплекса в 200 мм, напряжений достигают значений в 321 МПа при деформации нефтепровода равной 2,715 м. В полученных результатах следует отметить, что такие инженерные мероприятия, как укладка нефтепровода в траншею с подбивкой минерального грунта, в которой удалены крупные включения подземного льда, не обеспечивает достаточную эффективность. Из эпюр напряжений видно, что эксплуатация без тепловой изоляции может привести к аварийной ситуации, так как возникают напряжения в концевых участках нефтепровода и на участке перехода грунтов 396 МПа.

					«Исследование влияния типа грунта на напряженно-деформированное состояние стенки магистрального трубопровода»			
Изм	Лист	Ф.И.О.	Подп.	Дата				
Разраб.		Буняк О.Г			Заключение	Литера	Лист	Листов
Руков.		Чухарева Н.В					109	148
Консульт.						НИ ТПУ гр. 2БМ6А		
Рук-ль ООП		Бурков П.В						

Список используемых источников

1. Капитонова Т. А. и др. Тепловое влияние подземного трубопровода на окружающие мерзлые грунты //Международный журнал прикладных и фундаментальных исследований. – 2015. – №. 8-1. – С. 9-12.
2. Бородавкин П. П. Подземные магистральные трубопроводы. – 2011.
3. 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.
4. Пекарская Н. К. Прочность мерзлых грунтов при сдвиге и ее зависимость от текстуры. – изд-во АН СССР, 1963.
5. Вотяков И. Н. Физико-механические свойства мерзлых и оттаивающих грунтов Якутии. – Наука, Сиб. отд-ние, 1975.
6. Мазуров Г. П. Физико-механические свойства мерзлых грунтов //Л.: Стройиздат. – 1975. – С. 95-100.
7. Шур Ю. Л. Термокарст //М.: Недра. – 1977.
8. Качурин С. П. Термокарст на территории СССР. – Изд. Академии наук СССР, 1961.
9. Кудрявцев В. А. Влияние литологического состава и влажности грунтов на их температурный режим //Вести. Моск. ун-та, сер. биол., почвовед., геол., географии. – 1958. – №. 4.
10. Уваркин Ю. Т., Корейша М. М., Шаманова И. И. Естественные тепловые осадки многолетнемерзлых грунтов (термокарст) на севере Западной Сибири и их инженерно-геологическое значение //Труды ПНИИИС. – 1972. – Т. 18. – С. 3-93.
11. Смирнов В. В., Земенков Ю. Д. Повышение надежности эксплуатации надземных магистральных нефтепроводов на многолетнемерзлых грунтах

					«Исследование влияния типа грунта на напряженно-деформированное состояние стенки магистрального трубопровода»			
Изм	Лист	Ф.И.О.	Подп.	Дата				
Разраб.		Буняк О.Г			Список используемых источников	Литера	Лист	Листов
Руков.		Чухарева Н.В					110	148
Консульт.						НИ ТПУ гр. 2БМ6А		
Рук-ль ООП		Бурков П.В						

//Горный информационно-аналитический бюллетень (научно-технический журнал). – 2013. – №. 3.

12. Зарипов Р. М., Масалимов Р. Б., Лисин Ю. В. Численное моделирование напряженно-деформированного состояния прямолинейных и криволинейных участков нефтепровода, деформирующегося совместно с грунтом //Нефтегазовое дело. – 2015. – Т. 13. – №. 3. – С. 110-116.

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

14. Кузьбожев, А.С. Осадка газопровода в талом грунте и оценка ее опасности/ А.С. Кузьбожев, И.Н. Бирилло, И.В. Шишкин //Нефть и газ, №6, 2013 53 с.

15. Соколов С.М. Определение напряженно-деформированного состояния трубопровода на переходе через границу с различными грунтами/ С.М. Соколов , О.В. Лимарь //Нефтяное хозяйство №5, 2006. - С. 127.

16. Xu J. Permafrost Thawing-Pipeline Interaction Advanced FEM/J. Xu. Proceedings of the ASME 28th International Conference on Ocean, Offshore and Arctic Engineering OMAE 2009 May 31 - June 5, 2009, Honolulu, Hawaii.

17. Дубина, М.М. Теплообмен и механика взаимодействия трубопроводов и скважин с грунтами/ М.М. Дубина, Б.А. Красовицкий. - Новосибирск: Наука, 1983. - 132 с.

18. Анисимов В. В., Криницын М. И. Строительство магистральных трубопроводов в районах вечной мерзлоты. – Гос. научно-техн. изд-во нефтяной горно-топливной лит-ры, 1963.

19. Дерцакян А. К., Васильев Н. П. Строительство трубопроводов на болотах и многолетнемерзлых грунтах //М.: Недра. – 1978.

20. Johnson E. R., Hegdal L. A. Permafrost-related performance of the Trans-Alaska oil pipeline //Proceedings of the 9th International Conference on Permafrost. Fairbanks, USA. – 2008. – С. 857-864.

21. Иваницкая Е. В. Опыт мониторинга уникального Трансаляскинского нефтепровода //Наука и технологии трубопроводного транспорта нефти и

					Список используемых источников	Лист
						111
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата		

нефтепродуктов. – 2011. – №. 1. – С. 96-101.

22. Володченкова О. Ю. Обеспечение проектного положения подземных магистральных нефтепроводов в зонах вечной мерзлоты : дис. – Москва, 2007 148 с. РГБ ОД, 61: 07-5/2339, 2007.

23. Худякова А. А. Совершенствование строительства нефтепроводов в северных регионах //Автореферат дисс.... канд. техн. наук, Уфа, ИПТЭР. – 2010.

24. Хрусталева Л. Н., Чербунина М. Ю. Методика оценки надежности магистральных нефтепроводов //Криосфера Земли. – 2010. – Т. 14. – №. 3. – С. 69-76.

25. Смирнов В. В. АНАЛИЗ ОПОРНЫХ УСЛОВИЙ НАДЗЕМНОГО МАГИСТРАЛЬНОГО НЕФТЕПРОВОДА В КРИОЛИТОЗОНЕ //БК 10 Научно-издательский центр «Открытие» otkritieinfo.ru «Наука XXI века: новый подход»: Материалы VII молодёжной международной научно-практической. – С. 17.

26. Хрусталева Л. Н., Чербунина М. Ю. Выбор оптимальных решений по прокладке магистральных нефтепроводов в криолитозоне //Трубопроводный транспорт: теория и практика. – 2012. – №. 5. – С. 20-24.

27. Иоффе А. Ф., Кирпичева М. В., Левицкая М. А. Деформация и прочность кристаллов //Журнал общей химии. – 1924. – Т. 56. – №. 5-6. – С. 489-504.

28. Гольдштейн Р. В., Городцов В. А. Механика сплошных сред //ЧИ Наука. Физматлит. – 2000.

29. Кархин В. А., Копельман Л. А. Концентрация напряжений в стыковых соединениях //Свароч. пр-во. – 1976. – №. 2. – С. 6-7.

30. Махутов Н. А. Деформационные критерии разрушения и расчёт элементов конструкций на прочность. – 1981.

31. Burdekin F. M., Dawes M. G. Practical use of linear elastic and yielding fracture mechanics with particular reference to pressure vessels //Proceedings of the Institute of Mechanical Engineers Conference. – 1971. – С. 28-37.

32. Махутов Н. А. и др. Методические аспекты оценки остаточного

					Список используемых источников	Лист
						112
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата		

ресурса оборудования потенциально опасных промышленных объектов //Безопасность труда в промышленности. – 2002. – №. 11. – С. 19-23.

33. Солнцев Ю. П., Ермаков Б. С. Ресурс материалов низкотемпературных конструкций. – Химиздат, 2006.

34. Цветовой регистр стандартных образцов RAL (RAL Standards. Color Collection RAL)

35. Богословский П. А. Расчет многолетних изменений температуры земляных плотин, основанных на толще мерзлых грунтов / П. А. Богословский // Труды Горьковск. инж.-строит. ин-та. – 1957. Вып. 27. – С. 123 – 178.

36. Лыков А. В. Теория тепло- и массопереноса / А. В. Лыков, Ю. А. Михайлов. – М.-Л.: ГЭИ, 1963. – 535 с.

37. Лыков А. В. Теория теплопроводности / А. В. Лыков. – М.: Высшая школа, 1967. – С. 599 – 600.

38. Достовалов Б. Н. Общее мерзлотоведение Б. Н. Достовалов, В. А. Кудрявцев. – М.: Изд. МГУ, 1967. – 403 с.

39. Голянд М. М. Расчеты и испытания тепловой изоляции / М. М. Голянд. – Л.: Ростехиздат, 1961. – 346 с.

40. Исаченко В. П. Теплопередача В. П. Исаченко, В. А. Осипова, А. С. Сукомел. – М. : Энергия, 1969. – 736 с.

41. Павлов А. В. Теплообмен почвы с атмосферой в северных и умеренных широтах территории СССР / А. В. Павлов. – Якутск: ЯКН, 1975. – 304 с.

42. Павлов А. В. Расчет и регулирование мерзлотного режима почвы / А. В. Павлов. – Новосибирск: Наука, 1980. – 240 с.

43. Жекамудинов М. К., Жекамудинова И. М. Основы механики снега С. К. Жекамудинов. – Нальчик: Каб. Балк. ун-т, 2003 – 247с.

44. Беховых Л. А. Основы гидрофизики Л А. Беховых, С. В. Макарычев, И. В. Шорина. – Барнаул: Изд-во АГАУ, 2008. – 172 с.

45. Кондратьев К. Я. Актинометрия / К. Я. Кондратьев. Л: Гидрометеорологиче-кое издательство, 1965. – 691 с.

46. Тихонов А. Н. Уравнения математической функции А. Н. Тихонов,

					Список используемых источников	Лист
						113
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата		

А. А. Самарский. – М.: Наука, 1977. – 736 с.

47. Волков Е. А. Численные методы / Е. А. Волков. – М.: Наука, 1982. – 256 с.

48. Беляев Н. М. Методы нестационарной теплопроводности Н. М. Беляев, А. А. Рядно. – М.: Высшая школа, 1987. – 328 с.

49. Айнбиндер А.Б. Расчет магистральных и промышленных трубопроводов на прочность и устойчивость. М.: Недра, 1991. 287 с.

50. 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: 14.04.18).

51. Кудрявцев С.А. Численное моделирование процесса промерзания, морозного пучения и оттаивания грунтов // Основания, фундаменты и механика грунтов. 2004. Т.1. № 5. С. 21–26.

52. Абжалимов Р.Ш. Определение расчетных значений распределения отрицательной температуры в грунтах по глубине промерзания // Развитие городов и геотехническое строительство. 2007. Т.2. № 11. С. 204–210.

53. Thomas H.R., Cleall P., Li Y.C., Harris C., KernLeutschg M. Modelling of cryogenic processes in permafrost and seasonally frozen soils // Geotechnique. 2009. Vol. 59. No. 3. P. 173–184.

54. Dauzhenka T.A., Gishkeluk I.A. Quasilinear heat equation in three dimensions and Stefan problem in permafrost soils in the frame of alternating directions finite difference scheme // Proceedings of the World Congress on Engineering 2013. WCE 2013. July 3–5. London. UK. P. 1–6.

55. Dauzhenka, T.A., Gishkeluk, I.A. 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. Vol. 2. Issue 4. P. 100–108.

56. Кутателадзе С.С. Основы теории теплообмена. М.: Атомиздат, 1979. 416 с

57. Единые нормы и расценки на строительные, монтажные и

					Список используемых источников	Лист
						114
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата		

ремонтно-строительные работы. Общая часть. Сборник Е2 Земляные работы; Сборник Е22 Сварочные работы; Сборник Е11 Изоляционные работы.

58. Воронов К. К. Анализ и выбор перспективных методов ремонтно-восстановительных работ на линейной части магистрального трубопровода. – 2016.

59. Заморин В. В. и др. Ресурсосбережение при производстве земляных работ //Транспортное строительство. – 2014. – №. 3. – С. 22-24.

60. Постановление Совмина СССР от 22.10.1990 N 1072 "О единых нормах амортизационных отчислений на полное восстановление основных фондов народного хозяйства СССР".

61. Общероссийский классификатор видов экономической деятельности. Код: 45.21.6. Производство общестроительных работ по строительству прочих зданий и сооружений, не включенных в другие группировки.

62. ГОСТ 12.1.038-82 Электробезопасность. Предельно допустимые значения напряжений прикосновения и токов – Переизд. янв.1996 с изм. 1.- Введ. 30.06.82. Система стандартов безопасности труда. Часть 3. – М.: Изд-во стандартов, 1996 – 38 С.

63. СанПиН 2.2.2776-10 «Гигиенические требования к оценке условий труда при расследовании случаев профессиональных заболеваний». – М., 2010 –. 42 с.

64. ГОСТ 12.0.003-15 ССБТ. Опасные и вредные производственные факторы. Классификация. [Электронный ресурс]. – режим доступа к стр.: <http://docs.cntd.ru/document/gost-12-0-003-74-ssbt> (дата обращения: 16.05.18).

65. ГОСТ 12.1.003-2014 ССБТ. Шум. Общие требования безопасности. [Электронный ресурс]. – режим доступа к стр.: <http://docs.cntd.ru/document/1200118606> (дата обращения: 17.05.18).

66. ГОСТ 12.1.004-91 ССБТ. Пожарная безопасность. Общие требования. [Электронный ресурс]. – режим доступа к стр.: <http://docs.cntd.ru/document/gost-12-1-004-91-ssbt> (дата обращения: 16.05.18).

67. ГОСТ 12.1. 005-88* //Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны. М.: Изд-во стандартов. – 1991– 33 с.

					Список используемых источников	Лист
						115
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата		

68. ГОСТ 12.1.010-76* Взрывобезопасность. Общие требования [Электронный ресурс]. – режим доступа к стр.: <http://docs.cntd.ru/document/gost-12-1-010-76-ssbt> (дата обращения: 16.05.18)
69. ГОСТ 12.1.011-78* //Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны. М.: Изд-во стандартов. – 1991 – 22с.
70. ГОСТ 12.4.011-89 Система стандартов безопасности труда. Средства защиты работающих. Общие требования и классификация – 1989 – 27с.
71. ГОСТ 12.1.019-79 Система стандартов безопасности труда. Электробезопасность. Общие требования и номенклатура видов защиты. [Электронный ресурс]. – режим доступа к стр.: <http://docs.cntd.ru/document/5200302> (дата обращения: 17.05.18).
72. Павленко В. А., Ткачева А. Р. Обеспечение экономической и экологической безопасности проведения работ по изучению и освоению нефтегазовых ресурсов //Интерэкспо Гео-Сибирь. – 2010. – Т. 3. – №. 1.
73. Разумов В.В. Географические аспекты изучения потенциальных источников чрезвычайных ситуаций природного, техногенного, военного и биологического характера: На примере республик Северного Кавказа / Дис. док. геогр. наук: 25.00.23. Нальчик. 2002. 447 с.
74. РД 153-39.4-114-01. Правила ликвидации аварий и повреждений на магистральных нефтепроводах. [Электронный ресурс]. – режим доступа к стр.: <http://www.normacs.ru/Doclist/doc/170T.html> (дата обращения: 19.04.18).
75. ОСТ «Правила безопасности для магистральных трубопроводов». [Электронный ресурс]. – режим доступа к стр.: <http://www.normacs.ru/Doclist/doc/V8KQ.html> (дата обращения: 28.04.18).
76. ГН 2.1.6.695-98 Предельно допустимые концентрации (ПДК) загрязняющих веществ в атмосферном воздухе населенных мест. [Электронный ресурс]. – режим доступа к стр.: <http://docs.cntd.ru/document/1200004633> (дата обращения: 19.05.18).
77. ССБТ Г. 12.1. 007-76 Вредные вещества //Классификация и общие. [Электронный ресурс]. – режим доступа к стр.: <http://docs.cntd.ru/document/1200004633> (дата обращения: 21.05.18).

					Список используемых источников	Лист
						116
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата		

78. СН 245-71 Санитарные нормы проектирования промышленных предприятий. [Электронный ресурс]. – режим доступа к стр.: <http://docs.cntd.ru/document/1200004633> (дата обращения: 21.05.18).

79. ГОСТ 12.2.003-74. Оборудование производственное. Общие правила безопасности. – М.: ИПК Издательство стандартов, 1989. – 11 с.

80. ГОСТ 12.3.009-76. Работы погрузочно-разгрузочные. Общие требования безопасности. – М.: Стандартиформ, 2006. – 7 с.

81. ГОСТ 12.1.038-82. Электробезопасность. Предельно допустимые значения прикосновения и токов. – М.: Стандартиформ, 2001. – 7 с.

82. ГОСТ 12.1.045-84. Электростатические поля. Допустимые уровни на рабочих местах и требования к проведению контроля. – М.: Стандартиформ, 2001. – 3 с.

83. ГОСТ 12.1.030-81. Защитное заземление, зануление. – М.: ИПК Издательство стандартов, 2001. – 10 с.

84. ВСН 004-88 Строительство магистральных трубопроводов. Технология и организация. [Электронный ресурс]. – режим доступа к стр.: <http://docs.cntd.ru/document/1200001610> (дата обращения: 15.04.18).

85. Dai, J.B., Li, E.Y., 1981. Influence of snow cover to the ground temperature in the permafrost region in the northern part of the Da Xing'an Mountains. *J. Glaciol. Geocryol.* 3 (1), 10–18.

86. Jin, H.J., Brewer, M.C., 2005. Experiences and lessons learned in the engineering design and construction in the Alaska arctic. *J. Glaciol. Geocryol.* 27 (1), 140–145.

87. Jin, H.J., Yu, W.B., Cheng, Y.C., Gao, X.F., Li, F.Q., Yao, Z.X., 2005. (Differential) frost heave and thaw settlement in the engineering design and construction of oil pipeline in permafrost regions: a review. *J. Glaciol. Geocryol.* 27 (3), 455–464.

88. Jin, H.J., Yu, Q.H., Lü, L.Z., Guo, D.X., Li, Y.W., 2007. Degradation of permafrost in the Xinganling Mountains, Northeastern China. *Permafr. Periglac. Process.* 18 (2), 245–258. doi:10.1002/ppp.589.

89. Jin, H.J., Zhang, J.M., Yu, Q.H., Sheng, Y., Wei, Z., Li, G.Y., Ji, Y.J.,

					Список используемых источников	Лист
						117
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата		

He, R.X., Lü, L.Z., Hao, J.Q., Chen, Y.C., Wu, W., Zhao, Y.M., 2008a. Identification and mitigation of frost hazards along the China–Russia Oil Pipeline. Proc., 9th Int. Conf. on Permafrost. Alaska, University of Alaska Fairbanks, AK, pp. 845–850.

90. King, G., 1981. Equation predicts buried pipeline temperatures. Oil Gas J. 65–72 March. Lai, Y.M., Wang, Q.S., Niu, F.J., Zhang, K.H., 2004. Three-dimension nonlinear analysis for the temperature characteristic of ventilated embankment in permafrost regions. Cold Reg. Sci. Technol. 38, 165–184. doi:10.1016/j.coldregions.2003.10.006.

91. Nixon, J.F., MacInnes, K.L., 1996. Application of pipe temperature simulator for Norman Wells oil pipeline. Can. Geotech. J. 33, 140–149.

92. Wu, M., Jiang, G.Y., An, B.W., 2001. Numerical calculation for soil temperature field of oil pipeline. J. Petrochem. Univ. 14 (4), 54–57.

93. Yang, H.D., Wu, M., Wang, P., 2001. The study of axial temperature drop of shutdown on buried crude pipeline. J. Petrochem. Univ. 14 (3), 51–56.

94. Yao, Z.X., 2003. Removal and prevention of ice blockage in the Golmud to Lhasa Pipeline. Pipeline Tech. Equip. 53 (1), 24–27.

95. Лисин, Ю. В. Оценка планово-высотного положения трубопровода на участках с многолетнемерзлыми грунтами [Текст] / Ю. В. Лисин, А. А. Александров, В. И. Ларионов, М. А. Козлов // Вестник МГТУ им. Н.Э. Баумана. Сер.: Машиностроение. – 2012. № 3(88). – С. 68-79.

96. Радионова, С. Г. Совершенствование методов и средств прогнозных расчетов ореолов оттаивания, просадки и величины напряженно-деформированного состояния трубопроводов, проложенных в многолетнемерзлых грунтах [Текст] / С. Г. Радионова, Ю. В. Лисин, Т. И. Кузнецов, А. А. Коротков, Э. Н. Фигаров // Наука и технологии трубопроводного транспорта нефти и нефтепродуктов. – 2016. – № 1(21). – С. 39–43.

97. Александров, А. А. Квазидинамический метод расчета нефтепровода на прочность в зоне тектонических разломов [Эл. ресурс] / А. А. Александров, В. И. Ларионов, Ю. В. Лисин, Т. С. Суцев // ЭНЖ «Нефтегазовое дело» / УГНТУ. – Уфа, 2011. – № 6. – С. 90-100.

					Список используемых источников	Лист
						118
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата		

Приложения

Приложение А. Расчётно-технологическая часть

Расчет толщины стенки трубопровода, проверка трубопровода на недопустимые пластические деформации

Сведения о нагрузках и воздействия на трубопровод:

Расчетные нагрузки, воздействия и их сочетания должны приниматься в соответствии с требованиями.

При расчете трубопроводов следует учитывать нагрузки и воздействия, возникающие при их сооружении, испытании и эксплуатации. Коэффициенты надежности по нагрузке надлежит принимать по Таблице 2.1

Таблица 2.1 – Коэффициент надежности по нагрузке

Характер нагрузки и воздействия	Нагрузка и воздействие	Коэффициент надежности по нагрузке n
Постоянные	Масса (собственный вес) трубопровода и обустройств	1,10 (0,95)
	Воздействие предварительного напряжения трубопровода (упругий изгиб и др.)	1,00 (0,90)
	Давление (вес) грунта	1,20 (0,80)
	Гидростатическое давление воды	1,00
Временные длительные	Внутреннее давление для нефтепроводов и нефтепродуктопроводов диаметром 700-1200 мм с промежуточными НПО без подключения емкостей	1,15
	Масса продукта или воды	1,00 (0,95)
	Температурные воздействия	1,00
	Воздействия неравномерных деформаций грунта, не сопровождающиеся изменением его структуры	1,50
Кратковременные	Нагрузка, вызываемая морозным растрескиванием грунта	1,20
	Нагрузки и воздействия, возникающие при пропуске очистных устройств	1,20
	Нагрузки и воздействия, возникающие при испытании трубопроводов	1,00

Сведения о принятых расчетных сочетаниях нагрузок

При расчете трубопровода учитывались нагрузки от внутреннего

					«Исследование влияния типа грунта на напряженно-деформированное состояние стенки магистрального трубопровода»			
Изм	Лист	Ф.И.О.	Подп.	Дата				
Разраб.		Буняк О.Г			Расчётно-техническая часть	Литера	Лист	Листов
Руков.		Чухарева Н.В					119	148
Консульт.						НИ ТПУ гр. 2БМ6А		
Рук-ль ООП		Бурков П.В						

рабочего давления в трубопроводе $n=1.15$

Сведения о принятых для расчета коэффициентах надежности по материалу, по назначению трубопровода, по нагрузке, по грунту и другим параметрам

Нормативные сопротивления растяжению (сжатию) металла труб и сварных соединений R_1^H и R_2^H следует принимать равными соответственно минимальным значениям временного сопротивления и предела текучести, принимаемым по государственным стандартам и техническим условиям на трубы.

Расчеты выполнены в соответствии со [36].

Расчетные сопротивления растяжению (сжатию) R_1 и R_2 следует определять по формулам (1, 2):

$$R_1 = \frac{R_1^H m}{k_1 k_H}, \quad (A.1)$$

$$R_2 = \frac{R_2^H m}{k_1 k_H}, \quad (A.2)$$

Где m – коэффициент условий работы трубопровода;

k_1, k_2 – коэффициенты надежности по материалу, принимаемые соответственно по таблице 2.2 и 2.3;

k_H – коэффициент надежности по назначению трубопровода, принимаемый по таблице 2.4.

Таблица 2.2 – Значение коэффициента надежности по материалу

Характеристика труб	Значение коэффициента надежности по материалу k_1
1. Сварные из малоперлитной и бейнитной стали контролируемой прокатки и термически упрочненные трубы, изготовленные двусторонней электродуговой сваркой под флюсом по сплошному технологическому шву, с минусовым допуском по толщине стенки не более 5 % и прошедшие 100 процентный контроль на сплошность основного металла и сварных соединений неразрушающими методами	1,34

Продолжение таблицы 2.2	
Характеристика труб	Значение коэффициента надежности по материалу k_1
2. Сварные из нормализованной, термически упрочненной стали и стали контролируемой прокатки, изготовленные двусторонней электродуговой сваркой под флюсом по сплошному технологическому шву и прошедшие 100 процентный контроль сварных соединений неразрушающими методами. Бесшовные из катаной или ковальной заготовки, прошедшие 100 процентный контроль неразрушающими методами	1,40
3. Сварные из нормализованной и горячекатаной низколегированной стали, изготовленные двусторонней электродуговой сваркой и прошедшие 100 процентный контроль сварных соединений неразрушающими методами	1,47
4. Сварные из горячекатаной низколегированной или углеродистой стали, изготовленные двусторонней электродуговой сваркой или токами высокой частоты. Остальные бесшовные трубы	1,55
Примечание. Допускается применять коэффициенты 1,34 вместо 1,40; 1,4 вместо 1,47 и 1,47 вместо 1,55 для труб, изготовленных двуслойной сваркой под флюсом или электросваркой токами высокой частоты со стенками толщиной не более 12 мм при использовании специальной технологии производства, позволяющей получить качество труб, соответствующее данному коэффициенту k_1 .	

Таблица 2.3 – Значение коэффициента надежности по материалу

Характеристика труб	Значение коэффициента надежности по материалу k_2
Бесшовные из малоуглеродистых сталей	1,10
Прямошовные и спиральношовные сварные из малоуглеродистой стали и низколегированной стали с отношением $R_2^H / R_1^H \leq 0,8$	1,15
Сварные из высокопрочной стали с отношением $R_2^H / R_1^H > 0,8$	1,20

Таблица 2.4 – Значение коэффициента надежности по назначению

					Расчётно-техническая часть	Лист
						121
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата		

трубопровода				
Условный диаметр трубопровода, мм	Значение коэффициента надежности по назначению трубопровода k_n			
	для газопроводов в зависимости от внутреннего давления p			для нефтепроводов и нефтепродуктопроводов
	$p \leq 5,4$ МПа $p \leq 55$ кгс/см ²	$5,4 < p \leq 7,4$ МПа $55 < p \leq 75$ кгс/см ²	$7,4 < p \leq 9,8$ МПа $75 < p \leq 100$ кгс/см ²	
500 и менее	1,00	1,00	1,00	1,00
600-1000	1,00	1,00	1,05	1,00
1200	1,05	1,05	1,10	1,05
1400	1,05	1,10	1,15	-

Таблица 2.5– Коэффициент условий работы трубопровода

Категория трубопровода и его участка	Коэффициент условий работы трубопровода при расчете его на прочность, устойчивость и деформативность m	Количество монтажных сварных соединений, подлежащих контролю физическими методами, % от общего количества	Величина давления при испытании и продолжительность испытания трубопровода
V	0,60		Принимается
I	0,75		по
II	0,75		СНиП III-42-80*
III	0,90		
IV	0,90		

Примечание. При испытании трубопровода для линейной его части допускается повышение давления до величины, вызывающей напряжение в металле трубы до предела текучести с учетом минусового допуска на толщину стенки.

Принимаем для расчета следующие коэффициенты:

- $k_1=1,47$ - коэффициент надежности по материалу принимаем по таблице 2.2;
- $k_2=1,1$ - коэффициент надежности по материалу, принимаемый по таблице 2.3;
- $k_n=1,05$ - коэффициент надежности по назначению трубопровода, принимаемый по таблице 2.4;
- $n=1,2$ - коэффициент надежности по нагрузке - внутреннему рабочему давлению в трубопроводе, принимаемый по таблице 2.5;
- $m=0,75$ - коэффициент условий работы трубопровода принимаемый по таблице 2.5.

					Расчётно-техническая часть	Лист
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата		122

Основные физические характеристики стали труб, принятые для расчета
Таблица 2.6 – Основные физические характеристики стали

Физическая характеристика и обозначение стали	Величина и размерность
Плотность ρ	■ кг/м ³
Модуль упругости E_0	■ МПа (■ кгс/см ²)
Коэффициент линейного расширения α	0,000012 град ⁻¹
Коэффициент поперечной деформации Пуассона в стадии работы металла:	
упругой μ_0	0,3
пластической μ	по п.8.25
Предел прочности	550,590 МПа
Предел текучести	410,460 МПа
Коэффициент углерода	0,43
Относительное удлинение	20%

Расчет толщины стенки трубопровода, проверка трубопровода на недопустимые пластические деформации, определение минимального радиуса упругого изгиба оси трубопровода.

Расчет нефтепровода диаметром ■ мм. ■

$R_1^n = 590$ МПа – минимальное значение временного сопротивления металла трубы;

$R_2^n = 460$ МПа – минимальное значение предела текучести металла трубы;

$\delta_5 = 0,2$ МПа – относительное удлинение при разрыве, %;

$m=0,75$ - коэффициент условий работы трубопровода;

$k_1=1,47$ - коэффициент надежности по материалу;

$k_2=1,1$ - коэффициент надежности по материалу;

$m=0,75$ - коэффициент условий работы трубопровода;

Определение толщины стенки нефтепровода.

					Расчётно-техническая часть	Лист
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата		123

Подставляя все наши значения в формулу (1, 2) получаем следующие значения сопротивления растяжения (сжатия) металла и сварных соединений:

$$R_1 = \frac{R_1^H m}{k_1 k_H} = \text{---} = 301,02 \text{ МПа,}$$

$$R_2 = \frac{R_2^H m}{k_1 k_H} = \text{---} = 223,52 \text{ МПа,}$$

Расчетную толщину стенки трубопровода δ , определим по формуле, мм:

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

где n – коэффициент надежности по нагрузке - внутреннему рабочему давлению в трубопроводе, принимаемый по таблице 2.2;

P – рабочее (нормативное) давление, МПа;

D_H – наружный диаметр трубы, см.

Определим минимально необходимую толщину стенки трубопровода по формуле (3):

$$\delta = \frac{nPD_H}{2(R_1 + nP)} = \text{---} = 10,3 \text{ см}$$

Принимаем предварительное значение толщины стенки трубопровода по сортаменту $\delta = 12 \text{ см}$.

Внутренний диаметр трубопровода:

$$D_{BH} = D_H - 2\delta; \quad (\text{A.4})$$

$$D_{BH} = D_H - 2\delta = \text{---} = 1196 \text{ мм}$$

Определение переменных параметров – модуля Юнга и коэффициента Пуассона

Промежуточное значение продольного осевого напряжения от расчетных нагрузок и воздействий определяется по формуле:

$$\sigma_{пр.N} = -\alpha E \Delta t + \mu \frac{nPD_{BH}}{2\delta}, \quad (\text{A.5})$$

					Расчётно-техническая часть	Лист
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата		124

где α – коэффициент линейного расширения металла трубы, принимаем по табл.2.7;

E – переменный параметр упругости (модуль Юнга), принимаем по табл.2.7;

Δt – расчетный температурный перепад, °С;

n – коэффициент надежности по нагрузке – внутреннему рабочему давлению в трубопроводе, принимаемый по таблице 2.2;

Рассчитаем продольное осевое сжимающее напряжение:

$$\sigma_{пр.N} = -\alpha E \Delta t + \mu \frac{n P D_{вн}}{2 \delta} = - - - = -21,74 \text{ МПа}$$

Кольцевые напряжения от расчетного внутреннего давления определены по формуле:

$$\sigma_{кц} = \frac{n P D_{вн}}{2 \delta}, \quad (\text{A.6})$$

где n – коэффициент надежности по нагрузке – внутреннему рабочему давлению в трубопроводе, принимаемый по таблице 2.2;

δ – номинальная толщина стенки трубы, мм.

Продольные осевые напряжения определяются по формуле (5):

$$\sigma_{пр.N} = -21,74 \text{ МПа.}$$

Так как продольные осевые напряжения сжимающие ($\sigma_{пр.N} < 0$), то коэффициент, учитывающий двухосное напряженное состояние металла труб, определим, используя формулу (6):

$$\sigma_{кц} = \frac{n P D_{вн}}{2 \delta} = - - - = 257,12 \text{ МПа;}$$

Интенсивность напряжения определена по формуле:

$$\sigma_i = \sqrt{\sigma_{кц}^2 + \sigma_{пр.N}^2 - \sigma_{кц} \cdot \sigma_{пр.N}} \quad (\text{A.7})$$

Подставляем полученные данные в формулу (7):

$$\sigma_i = - - - = 268,65$$

Значение деформации определено по нормированной диаграмме растяжения и составляет:

					Расчётно-техническая часть	Лист
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата		125

$$\varepsilon = 0,00117$$

Интенсивность деформаций и от интенсивности напряжений определено по формуле:

$$\varepsilon_i = \varepsilon - \frac{1-2\cdot\mu_0}{3\cdot E_0} \cdot \sigma_i \quad (\text{A.8})$$

Подставляем полученные данные в формулу (8):

$$\varepsilon_i = \dots = 0.00101$$

Переменный параметр упругости (модуль Юнга) определяется для i-того приближения по формуле:

$$E = \frac{\frac{\sigma_i}{\varepsilon_i}}{1 + \frac{1-2\cdot\mu_0}{3E_0 \cdot \frac{\sigma_i}{\varepsilon_i}}} \quad (\text{A.9})$$

Подставляем полученные данные в формулу (9):

$$E = \dots = 206000$$

Переменный коэффициент поперечной деформации стали (коэффициент Пуассона) по формуле:

$$\mu = \frac{\frac{1}{2} - \frac{1-2\cdot\mu_0}{3\cdot E_0} \cdot \frac{\sigma_i}{\varepsilon_i}}{1 + \frac{1-2\cdot\mu_0}{3E_0 \cdot \frac{\sigma_i}{\varepsilon_i}}} \quad (\text{A.10})$$

Подставляем полученные данные в формулу (10)

$$\mu = \dots = 0,3$$

Материал трубопровода работает в упругой области.

Принимаем для расчетов следующие значения:

$$\mu = 0,3;$$

$$E = 206000 \text{ МПа}$$

$$\sigma_{\text{пр.N}} = -21,74 \text{ МПа}$$

Проверка трубопровода на прочность

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

					Расчётно-техническая часть	Лист
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата		126

$$\delta = \frac{nPD_n}{2(R_1\Psi_1 + nP)} \quad (\text{A.11})$$

где Ψ_1 – коэффициент, учитывающий двухосное напряженное состояние труб, определяемый по формуле;

D_n – наружный диаметр трубы, м;

P – рабочее (нормативное) давление, МПа;

n – коэффициент надежности по нагрузке – внутреннему рабочему давлению в трубопроводе, принимаемый по таблице 2.2;

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

$$\Psi_1 = \sqrt{1 - 0,75 \left(\frac{|\sigma_{\text{пр.н}}|}{R_1} \right)^2} - 0,5 \left(\frac{|\sigma_{\text{пр.н}}|}{R_1} \right), \quad (\text{A.12})$$

где $\sigma_{\text{пр.н}}$ – продольное осевое напряжение от расчетных нагрузок и воздействий, МПа.

Коэффициент, учитывающий двухосное напряженное состояние труб:

$$\Psi_1 = \dots = 0,977$$

Тогда толщина стенки

$$\delta = \frac{nPD_n}{2(R_1 + nP)} = \dots = 10,51 \text{ см}$$

Принимаем значение толщины стенки $\delta = 12 \text{ см}$.

Проверка трубопровода на прочность производится по условию:

$$|\sigma_{\text{пр.н}}| \leq \Psi_2 R_1 \quad (\text{A.13})$$

где $\sigma_{\text{пр.н}}$ – продольное осевое напряжение от расчетных нагрузок и воздействий, МПа.

Ψ_1 – коэффициент, учитывающий двухосное напряженное состояние металла труб, при растягивающих осевых продольных напряжениях ($\sigma_{пр.N} \geq 0$) принимаемый равным единице, при сжимающих ($\sigma_{пр.N} < 0$) определяемый по формуле:

$$\Psi_2 = \sqrt{1 - 0,75 \left(\frac{\sigma_{кц}}{R_1}\right)^2} - 0,5 \left(\frac{\sigma_{кц}}{R_1}\right), \quad (A.14)$$

где R_1 – расчетное сопротивление растяжению, МПа.

$$\Psi_2 = \dots = 0,245$$

Максимальное значение отрицательного температурного перепада:

$$\Delta t_- = \dots = 85.24$$

Максимальное значение положительного температурного перепада:

$$\begin{aligned} \Delta t_+ &= \frac{\Psi_2 R_1 - 0.25 \cdot n \cdot p \cdot \frac{D_{вн}}{\delta}}{\alpha \cdot E} = \\ &= \dots = 36.53 \end{aligned}$$

Проверку на прочность подземных трубопроводов в продольном направлении производим из условия:

$$|\sigma_{пр.н}| \leq \Psi_2 R_1, \quad (A.15)$$

Подставляем полученные данные в формулу (15)

$$21,74 < 0,245 * 301,02$$

$$21,74 < 73,75$$

Таким образом, условие прочности выполняется.

Проверка трубопровода на недопустимые пластические деформации

Кольцевые напряжения от нормативного (рабочего) давления определяются по формуле:

					Расчётно-техническая часть	Лист
						128
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата		

$$\sigma_{\text{кц}}^{\text{н}} = \frac{P \cdot D_{\text{вн}}}{2\delta} \quad (\text{A.16})$$

Подставляем полученные данные в формулу (16)

$$\sigma_{\text{кц}}^{\text{н}} = \text{---} = 214,23$$

Коэффициент, учитывающий двухосное напряженное состояние металла труб:

$$\Psi_3 = \sqrt{1 - 0,75 \left(\frac{\sigma_{\text{кц}}^{\text{н}}}{\frac{m}{0,9k_{\text{н}}} R_2^{\text{н}}} \right)^2} - 0,5 \left(\frac{\sigma_{\text{кц}}^{\text{н}}}{\frac{m}{0,9k_{\text{н}}} R_2^{\text{н}}} \right), \quad (\text{A.17})$$

Подставляем полученные данные в формулу (17):

$$\Psi_3 = \text{---} = 0,568.$$

Минимальный радиус упругого изгиба оси трубопровода:

$$\rho = \frac{E \cdot D_{\text{н}}}{2 * \left(\Psi_3 \cdot \frac{m}{0,9 \cdot k_{\text{н}}} R_2^{\text{н}} + \mu \frac{\rho \cdot D_{\text{вн}}}{2 \cdot \delta} - \alpha \cdot E \cdot \Delta t \right)}, \quad (\text{A.18})$$

Подставляем полученные данные в формулу (18)

$$\rho = \text{---} = 53244 \text{ см}$$

Принимаем для дальнейших расчетов минимальный радиус упругого изгиба оси трубопровода $\rho = 50000$

Максимальные суммарные продольные напряжения растяжения от нормативных нагрузок и воздействий определяем по формуле:

$$\sigma_{\text{пр}}^{\text{н}} (+) = \frac{\mu \cdot \rho \cdot D_{\text{вн}}}{2 \cdot \delta} - \alpha \cdot E \cdot \Delta t + \frac{E \cdot D_{\text{н}}}{2 \cdot \rho}, \quad (\text{A.19})$$

Подставляем полученные данные в формулу (19):

$$\sigma_{\text{пр}}^{\text{н}} (+) = \text{---} = -0,9 \text{ МПа},$$

Максимальные суммарные продольные напряжения сжатия от нормативных нагрузок и воздействий определяем по формуле:

$$\sigma_{\text{пр}}^{\text{н}} (+) = \frac{\mu \cdot \rho \cdot D_{\text{вн}}}{2 \cdot \delta} - \alpha \cdot E \cdot \Delta t - \frac{E \cdot D_{\text{н}}}{2 \cdot \rho}, \quad (\text{A.20})$$

Подставляем полученные данные в формулу (20):

					Расчётно-техническая часть	Лист
						129
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата		

$$\sigma_{\text{пр}}^{\text{н}}(+)= - - - - = -36,6 \text{ МПа}$$

Для предотвращения недопустимых пластических деформаций подземных и наземных (в насыпи) трубопроводов проверку необходимо производить по двум условиям:

$$|\sigma_{\text{пр.н}}^{\text{н}}| \leq \psi_3 \frac{m}{0,9k_{\text{н}}} R_2^{\text{н}}, \quad (\text{A.21})$$

$$\sigma_{\text{пр.н}}^{\text{н}} \leq \frac{m}{0,9k_{\text{н}}} R_2^{\text{н}}, \quad (\text{A.22})$$

Проверка по формуле (21)

$$\sigma(+)^{\text{н}}_{\text{пр.н}} = - - - - = 460 \text{ МПа};$$

Проверка по формуле (22)

$$\sigma(-)^{\text{н}}_{\text{пр.н}} = |-36,6| < \psi_3 \frac{m}{0,9 * k_{\text{н}}} R_2^{\text{н}} = - - - - = 207,25 \text{ МПа};$$

Условия проверки на предотвращение недопустимых пластических деформаций выполняется.

					Расчётно-техническая часть	Лист
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата		130

Приложение Б

Подраздел 3.4

Forecasting the oil temperatures along the proposed China–Russia Crude Oil Pipeline using quasi 3-D transient heat conduction model

Студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ6А	Буняк Олег Германович		

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.		

Forecasting the oil temperatures along the proposed China–Russia Crude Oil Pipeline

using quasi 3-D transient heat conduction model

The proposed China–Russia Crude Oil Pipeline (CRCOP) is designed to transport Siberian crude oil from Skovorodino, Russia via Mo'he, to Daqing China, using a modified conventional burial method. The pipeline traverses 953 km long in Chinese territory. The CRCOP project is expected to be accomplished with 18 months of active construction period. In the preliminary phase, it is planned to carry the crude oil with a flow rate of 3.0×10^7 tons per year (0.6×10^6 barrels per day). However, the final flow rate is 1.5×10^7 tons per year (0.3 mbpd) (Jinet al., 2008a). The CRCOP route crosses extensive, intermediate, sporadic discontinuous and isolated patches of permafrost, and seasonally frozen ground.

The permafrost region along the route is about 441 km in length, in which taliks occur frequently; and seasonally frozen ground section is about 512 km long. According to the investigations and surveys of the engineering geological conditions along the route, the patchy and sporadic discontinuous permafrost, mosaicked by extensive presence of taliks, seasonally frozen ground and drainage patterns, accounts for 40% of the total permafrost area (PCDOE, 2009a; Jin et al., 2008a; Li et al., 2008). About 50 km of wetlands have been identified along the route where the superficial deposits consisting of peat and humic layers overlie thick ground-ice, or ice-rich permafrost and in sporadic and patchy permafrost regions. The permafrost along the pipeline route has been in rapid degradation due to the combined effects of pronounced climate warming and ever increasing human activities (Jin et al., 2007). The permafrost and wetlands are symbiotic and interdependent (Jin et al., 2008b), and the engineering geological conditions are generally the most difficult for building and operating a pipeline. Hazardous periglacial conditions, such as the widespread presence of icings and frost mounds due to the extensive occurrence of the frost-susceptible soils and ample supplies of near-surface and ground waters in winter, pose significant threats to the pipeline operations [85].

A large amount of experience in pipeline construction and operation in

					Forecasting the oil temperatures along the propose China–Russia Crude Oil Pipeline using quasi 3-D transient heat conduction model	Лист 132
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата		

permafrost regions is available from US, Canada, Russia, and other northern countries. In 1943–1944, the Canol pipeline was constructed for carrying crude oil from Norman Wells to Whitehorse in Canada, and on to Fairbanks in Alaska. In 1965, a 20.3-mm (8-inch) pipeline was built for refined oil products from Haines to Fairbanks, Alaska, partly buried and occasionally traversing permafrost. In July 1977, the 1220-mm (48-inch)-diameter, 1287-km (800-mile)-long Trans-Alaska (Alyeska) Pipeline System (TAPS) was completed and began transporting 60 °C crude oil. The Norman Wells crude oil pipeline in permafrost area was completed in the same year, running 869 km from Norman Wells Oilfield to the Zama Lake in Northern Alberta where the oil entered the main pipeline system (Williams, 1986; Jin and Brewer, 2005). The construction of the 1120-km-long, 159-mm-diameter Golmud to Lhasa Oil Products Pipeline (GLOPP) on the Qinghai–Tibet Plateau began in 1972 and was completed in 1977 (Yao, 2003; Jin et al., 2005, 2008c, 2009-this issue). By 1982, the former Soviet Union had hundreds of kilometers of larger-diameter gas pipe extending south from Urengoy field. As well there were shorter lines to Yakutsk, Irkutsk and in the Far East (Williams, 1986; Seligman, 2000). All these pipelines faced significant challenges either from differential frost heave or thaw settlement, or both, and they have provided experiences for the pipeline construction and operation of the CRCOP [86].

The oil pipelines buried in permafrost generally encountered various periglacial hazards such as frost heave, thaw settlement, surface erosion, and landslides, which often led to the pipeline disruption and subsequent oil leakage, causing serious environmental pollution and great economic and political losses. The oil temperature distribution along the route and the annual change of the oil temperature are critical for mitigating these periglacial hazards. They influence the processes of thawing and freezing, evaluating and forecasting of frozen ground conditions, zoning for engineering geological conditions, mitigating (differential) frost heave and thaw subsidence (Jin et al., 2009-this issue). Interacting influences are pump station spacing, viscosity features of the flowing oil, the inlet oil temperature, and the properties of the pipeline wall material.

					Forecasting the oil temperatures along the propose China–Russia Crude Oil Pipeline using quasi 3-D transient heat conduction model	Лист
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата		133

Forecasting the oil temperature distribution in permafrost region along the pipeline during the designed lifespan of the pipeline (generally 30 to 50 years) is one of the challenges in studying the pipeline–permafrost interactions. The main reasons are as follows. First, the oil pipeline is very long linear infrastructure crossing a multifaceted topography, geomorphology, soil types, and climatic and hydrological conditions. It is not cost-effective to directly predict the oil temperature along the pipeline using the 3-D model. Secondly, even though the quasi 3-D model (the better one) was used, such as for the Norman Wells Pipeline (Nixon and MacInnes, 1996), a large amount of work on forecasting and analyzing oil temperature along the route was deemed necessary. Finally, it is difficult with a long pipeline to accurately identify and quantify the various boundary conditions such as air and ground temperature, ground surface, soil properties, drainage conditions, and construction modes. In spite of these difficulties, numerous scholars have conducted some research work. Zhang and Gao (2000) theoretically calculated the oil temperature distribution along a 60-km-long oil pipeline using a simplified empirical formula. Yang et al. (2001) also calculated the oil temperature distribution along a buried pipeline after a sudden shutdown. King (1981) used the simplified equation to predict the buried pipeline temperature. Nixon and MacInnes (1996) developed a pipe temperature simulator and predicted the oil temperatures along the 80-km-long Norman Wells pipeline and the thermal response of the surrounding soils. For the short Norman Wells pipeline route, it was assumed that the frozen ground conditions, such as natural ground surface temperature, permafrost temperature, water content in soils, and ground stratum properties, were constant along the entire pipeline routes [87].

This paper uses the method proposed by Nixon and MacInnes (1996), and improved its simulation accuracy and boundary conditions to forecast the oil temperatures along the 953-km-long CRCOP route using the quasi 3-D model and the annual variation of the oil temperatures at typical locations. Two scenarios of the oil flow rates, 1.5×10^7 and 3.0×10^7 tons per year, are considered as the forecasts are performed. It is assumed that the pipeline will be operated for 30 years under the

					Forecasting the oil temperatures along the propose China–Russia Crude Oil Pipeline using quasi 3-D transient heat conduction model	Лист
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата		134

first scenario with the smaller oil flow rate, for 50 years under the other scenario. The air temperatures in Northeastern China are projected possibly to increase by 2.4 °C over the next 50 years (Jin et al., 2007, 2008a). These simulations and forecasts will offer the crucial supports for the subsequent investigations such as the freeze–thaw processes of the soils, the development of the frozen and thawed cylinders, and evaluation and prediction of the frozen ground conditions for engineering geology, and the mechanical stability of the pipeline.

Quasi 3-D model and simulation method

In order to meet the accuracy requirement of the engineering simulation for the design of the pipeline, it was divided into numerous sections between Mo'he and Daqing, and inlet oil temperatures from –6 to 10 °C were assumed. A quasi-3-D model was introduced and improved to forecast the oil temperature distribution along the pipeline route (Fig. 27) (Nixon and MacInnes, 1996). The length of the first section in the middle of two cross-sectional planes was decided first depending on the engineering geological conditions and the accuracy requirement of the numerical simulation. It was divided into infinitely short intervals so that the heat flux between the oil and the surrounding soil along this short section could be assumed to be constant. The heat flux along the first section was simulated according to the thermal regimes of the oil and the surrounding soils using the finite element method. Then the outlet oil temperature of the first section will become available according the energy conservation, namely, the heat removed from the oil or absorbed into the oil will be equal to that absorbed into the surrounding soils or removed from the surrounding soils. The outlet oil temperature from the second section is obtained by calculating the heat loss using the outlet oil temperature of the first section as the inlet oil temperature for the second section. Thus, the oil temperature distribution along the entire CRCOP route can be obtained using consecutive simulations of many 2-D planes and calculations. When the oil temperatures along the pipeline route are obtained, the frozen and thawed cylinders around the pipeline can be forecasted and analyzed choosing the typical 2-D cross-sectional profile. This forecasting method simplifies the complicated 3-D approach for predicting the oil temperatures along

					Forecasting the oil temperatures along the propose China–Russia Crude Oil Pipeline using quasi 3-D transient heat conduction model	Лист
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата		135

the long pipeline, resulting in a significant reduction of the computation volume. It

makes the model establishment and forecasting easier, and quicker to analyze the thermal regime of the oil and the surrounding soils along the pipeline route. Also, it offers a scientific basis for the modification of the pipeline with time.

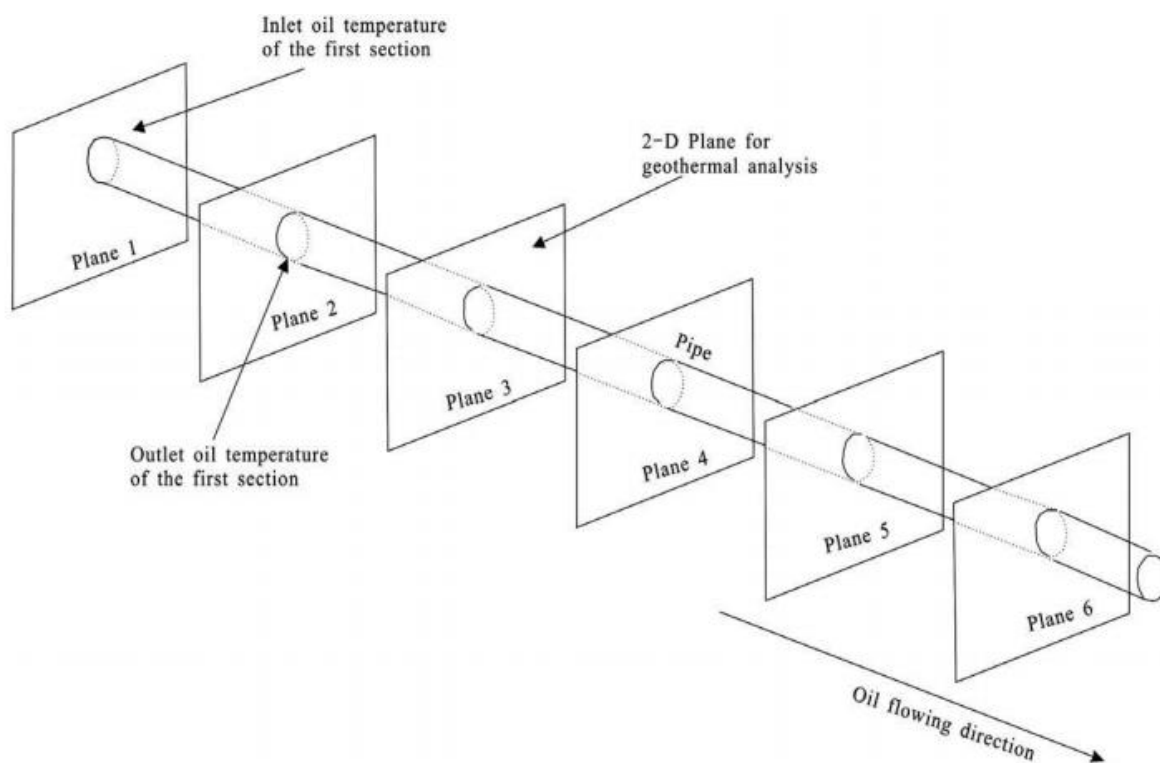


Fig. 27. The quasi 3-D model to predict the oil temperature along the CRCOP route.

4.2 Model configurations and boundary conditions

When the thermal regimes of the surrounding soils are simulated and analyzed, the heat conduction and the phase change of water in the soils were considered. However, the changes in the elevations of pipeline, convective heat transfer in soils and the frictional heating effect of the oil have been ignored. It was assumed that the unfrozen water contents in a frozen soil are only dependent on the temperatures. The thermal regime of the surrounding soils can be described using the 2-D differential equation of heat conduction with phase change (Lai et al., 2004; Zhang et al., 2005; Li et al., 2006). The heat loss was then calculated using the finite element method. Finally, the outlet oil temperature can be calculated according to the energy conservation [88].

Division in the pipeline route

It is important to divide the pipeline into numerous sections, each short

					Forecasting the oil temperatures along the propose China–Russia Crude Oil Pipeline using quasi 3-D transient heat conduction model	Лист
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата		136

enough that the heat flux in each section can be assumed to be constant. The

entire pipeline route was divided into seven sections according to the seven meteorological stations along the

CRCOP route (PCPI, 2007). The Mo'he section extends from Kilometers 0 to 86 where pertinent data can be acquired from the Mo'he Meteorological Station. The Ta'he section extends from Kilometers 86 to 221, the Xinlin section from Kilometers 221 to 336, the Jiagedaqi section from Kilometers 336 to 500, the Nenjiang section from Kilometers 500 to 700, the Fuyu section from Kilometers 700 to 850 km, and the Qiqi'har section from Kilometers 850 to 953. In each section, the air and ground temperature data were obtained from the corresponding local meteorological stations. The seven longer sections were subdivided into many shorter sections, respectively, according to the engineering geology conditions, soil properties, ground temperature, and the accuracy requirement for the simulation, generally, the shorter about 5 km. As the oil temperature downstream tends to be stable due to more even topography and geomorphology, the section length is increased according to the actual conditions [89].

Permafrost temperatures

Zoning of the frozen ground has direct impacts on the options to the mean annual ground temperature (MAGT) and the thermal regime of frozen ground in the model as the simulations are conducted. According to the zoning of frozen ground along the route by Jin et al. (2008a), the major frozen ground zones included:

- 1) Mo'he–Walagan, extensive discontinuous (65–80%) permafrost, MAGT about -1.5 °C;
- 2) Walagan–Songling, intermediate discontinuous (35–65%) permafrost, MAGT about -1.0 °C, extensive taliks;
- 3) Songling–Jiagedaqi, sporadic discontinuous (10–35%) permafrost, MAGT about -0.5 °C;
- 5) Dayangshu–Daqing, seasonally frozen ground, MAGT was determined by a long-term numerical simulation according to the related boundary conditions [90].

Model configurations

					Forecasting the oil temperatures along the propose China–Russia Crude Oil Pipeline using quasi 3-D transient heat conduction model	Лист
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата		137

The model configurations at different locations along the route vary according to the ground strata and soil properties, frozen ground types, and mitigative measures employed (PCDOE, 2009a). The conventional burial model (Fig. 28) was adopted in the sections with fair to good frozen ground conditions for engineering geology. In certain permafrost zones with poor or very poor frozen ground conditions, where mitigative measures were required for pipeline stability, the combined model with pipe burial and non-frost-susceptible soil backfill and insulation (Fig. 29) was adopted to predict the oil temperature along the pipeline route. One-half of the study profile is used to reduce the computational effort because of the symmetry of the model (Fig. 30).

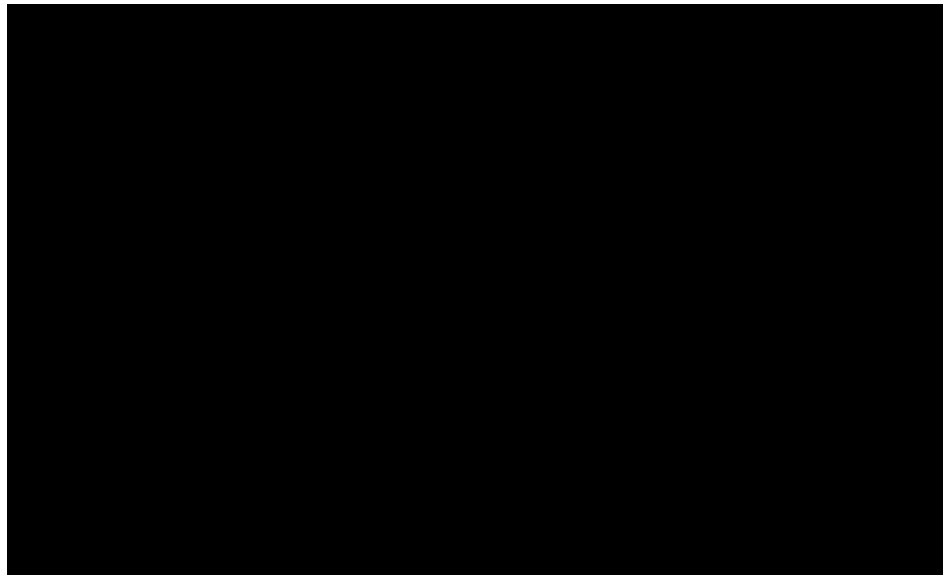


Fig. 28. Configurations of the conventional burial mode with non-frost-susceptible backfill around the pipe.

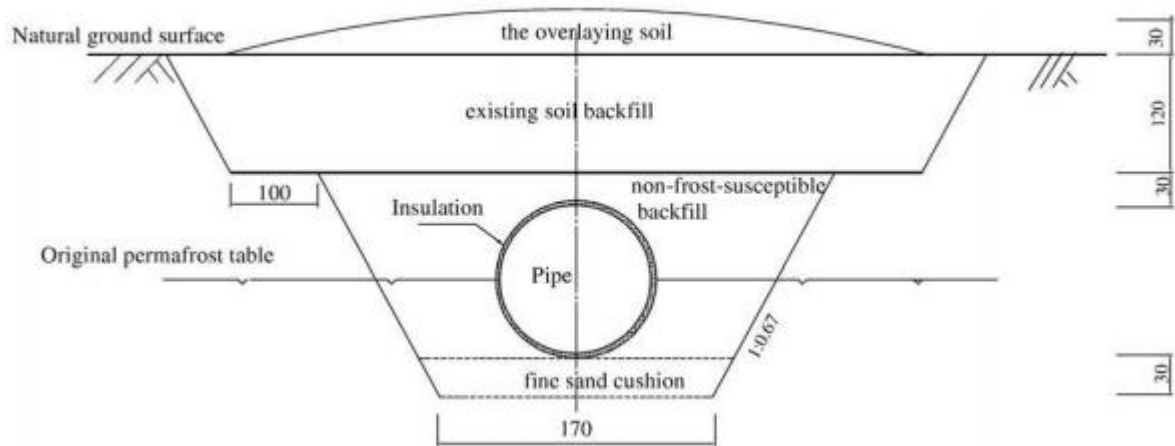


Fig. 29. Model with burial insulated pipe and non-frost-susceptible soil

					Forecasting the oil temperatures along the propose China–Russia Crude Oil Pipeline using quasi 3-D transient heat conduction model	Лист
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата		138

backfill around the pipe

In general, the pipeline is to be buried 1.5 m deep along the route. If used, the insulation layer designed is 8 cm thick around the pipe. The upper layer, which consists of silty clay, is 2.5 m thick in the model. The layer of fine-grained soil in the model is 7.5 m thick. The bottom layer of the computational domain consists of well-weathered bedrock with a thickness of 10 m. The vertical depth of the model is therefore 20 m below the original ground surface. The horizontal width of the model extends 20 m perpendicular to the pipe axis. The physical parameters of the various typical soils for the model are summarized in Table 30.

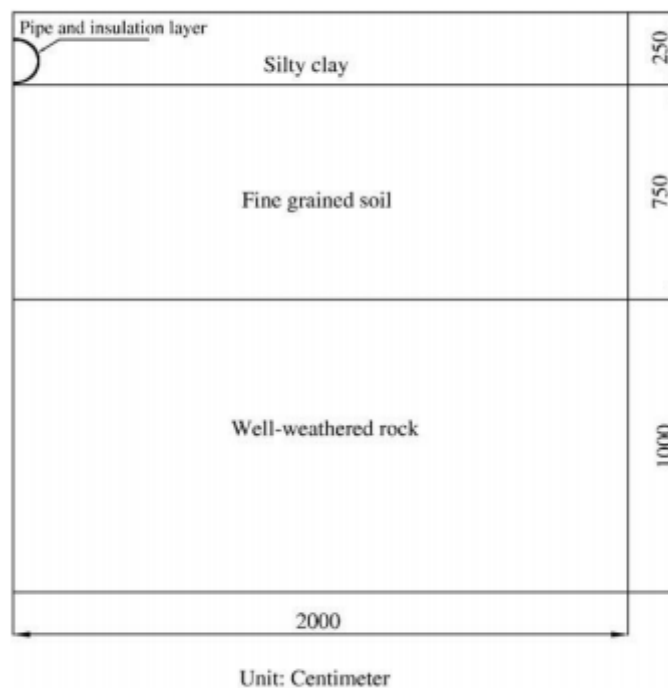


Fig. 30. Numerical computational domain for the oil temperature prediction along the CRCOP route.

Boundary conditions

The effect of climate warming on the oil temperatures were taken into account in the predictions and simulations. The air temperature along the route is assumed to warm by 2.4 °C during the next 50 years according to numerous observations and projections from the past years (Jin et al., 2008a).

The upper boundary condition was set as the convective heat transfer between the ambient air and the natural ground surface, and the effect of the adherent layer and the insulation effect of snow cover in Northeastern China were considered by

					Forecasting the oil temperatures along the propose China–Russia Crude Oil Pipeline using quasi 3-D transient heat conduction model	Лист
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата		139

modifying the actual air temperatures observed at meteorological stations (Dai and Li, 1981; Wei et al., 2008) (Table 31). The coefficient of convective heat transfer between the ambient air and the natural ground surface is $18 \text{ W}\cdot\text{m}^{-2}\cdot^{\circ}\text{C}^{-1}$ (Wu et al., 2001). The inlet oil temperature predicted at the Mo'he Pump Station was provided by Russia. The maximum oil temperature is about 10°C , the minimum about -6°C . It was assumed that the oil temperature varied in a sine form (Fig. 31). The downstream oil temperature was calculated according to the upstream oil temperature prediction. The coefficient of convective heat transfer between the crude oil and the pipe wall is $400 \text{ W}\cdot\text{m}^{-2}\cdot^{\circ}\text{C}^{-1}$ (Li et al., 2000). The lower boundary condition was determined according to the observations and studies of ground temperatures in Northeastern China. The thermal gradient at the lower boundary was $50^{\circ}\text{C}\cdot\text{km}^{-1}$ (Zhou et al., 2000). On the right and left sides of the model, the boundaries are adiabatic. The initial temperature can be gained using a long-term numerical simulation according to the above boundary conditions without considering the effect of the climatic warming. In this paper, the initial temperature field was obtained on May 31 by 100-year computation [91].

Table 30 Physical parameters of the various typical soils used for the proposed model

Parameter	$C^- (\text{J}\cdot\text{m}^{-3}\cdot^{\circ}\text{C}^{-1})$	$C^+ (\text{J}\cdot\text{m}^{-3}\cdot^{\circ}\text{C}^{-1})$	$\lambda^- (\text{J}\cdot\text{m}^{-1}\cdot^{\circ}\text{C}^{-1}\cdot\text{s}^{-1})$	$\lambda^+ (\text{J}\cdot\text{m}^{-1}\cdot^{\circ}\text{C}^{-1}\cdot\text{s}^{-1})$	$w (\%)$
Insulation	7.20×10^3	7.20×10^3	0.03	0.03	0
Silty clay	1.94×10^6	2.44×10^6	1.21	0.84	25
Fine-grained soil	4.06×10^6	5.36×10^6	1.04	0.72	25
Well-weathered rock	2.40×10^6	3.04×10^6	2.12	1.42	25

Table 31 Ambient air temperature ($^{\circ}\text{C}$) after the adjustment of thermal effects of the adherent layer and the snow cover.

Section	Mo'he	Ta'he	Xinlin	Jiagedaqi	Nenjiang	Fuyu	Qiqi'har	
Distance (km)	0-86	86-221	221-336	336-431	431-500	500-700	700-850	850-953
Jan.	-22.67	-19.60	-19.23	-16.83	-15.83	-18.20	-15.03	-13.80
Feb.	-19.10	-16.33	-15.60	-13.80	-12.80	-15.10	-11.53	-10.23
Mar.	-6.03	0.08	0.07	-0.72	0.28	0.38	-0.27	-1.37
Apr.	1.47	2.33	1.97	3.00	4.00	5.83	7.90	9.10
May	8.57	9.23	9.07	10.10	11.10	12.63	14.90	16.37
Jun.	16.17	17.43	17.20	18.00	19.00	21.57	22.83	23.80
Jul.	18.90	20.13	19.50	19.70	20.70	22.03	23.10	24.30
Aug.	15.07	16.43	16.27	16.87	17.87	19.30	21.33	22.77
Sep.	8.80	10.27	10.07	10.87	11.87	14.27	15.87	17.43
Oct.	-0.10	0.87	1.13	2.13	3.13	5.17	6.93	8.40
Nov.	-12.00	-10.70	-10.33	-8.40	-7.40	-5.63	-2.50	-1.57
Dec.	-20.03	-18.50	-18.37	-16.40	-15.40	-17.07	-13.33	-12.57

Model validation

The forecasting model and the analysis system were validated and verified by analytic solutions of the minimum oil temperatures along the route provided by the Daqing Oilfield Engineering (DOE) Co., Ltd. before a large variety of simulations were carried out (PCDOE, 2009b). Theoretically, the oil temperature can be

obtained via the following formulation.

$$T_L = (T_0 + B) + [T_R - (T_0 + B)]e^{-aL} \quad (105)$$

where $a = \frac{K\pi D}{Gc}$;

$$b = \frac{gi}{ca}$$

T_R , T_L and T_0 are oil temperature at some distance, the inlet oil temperature and the temperature of the soil surrounding the pipeline, respectively;

G is the flow row ($kg \cdot s^{-1}$);

C is the specific heat;

D is the outer diameter of pipe; L is the distance from the first pump station;

K is the coefficient of the total heat exchange between pipe and soil;

i is hydraulic gradient of oil; and g is acceleration of gravity. Fig. 31 shows the comparison between the predicted values and the analytic solutions provided by DOE. It can be seen that the predicted [92]

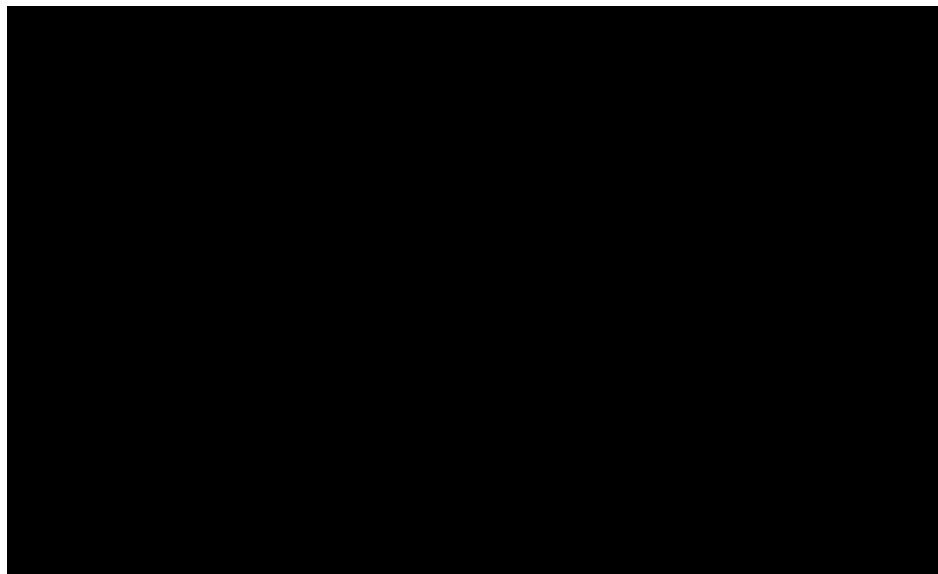


Fig. 31. Annual variation of the inlet oil temperature provided by the Russians at the Mo'he Pump Station.

oil temperature agrees well with the analytic solutions. It shows that the forecast model and analysis system are sufficiently accurate to predict the oil temperature distribution along the CRCOP route, and meet the requirement for engineering design.

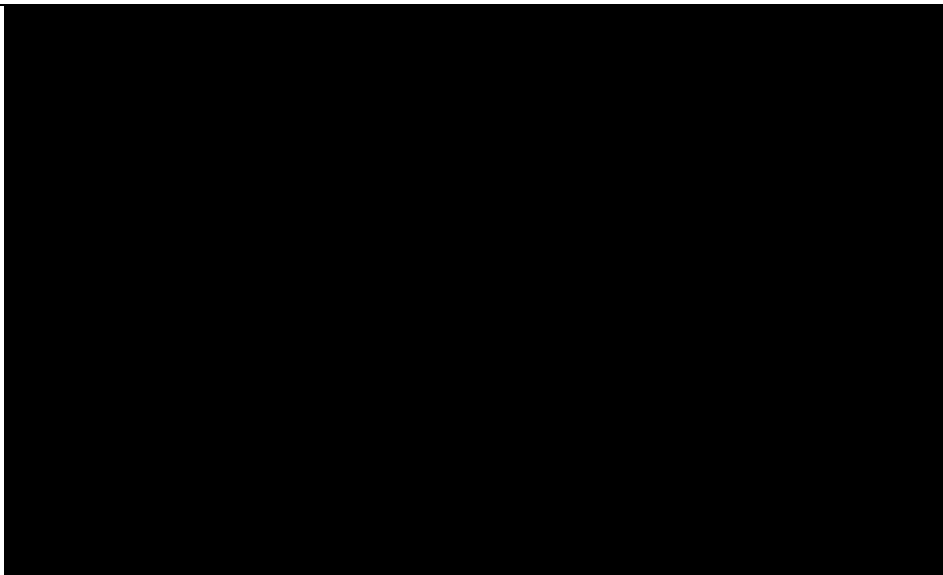


Fig. 32. Comparisons between the predicted and analytic solutions.

4. Numerical results and discussions

Oil temperature distribution along the pipeline with an oil flow rate of 0.3 mbpd

Considering a flow rate of 1.5×10^7 tons per year (0.3 mbpd) in the next 30 years, the forecast of the oil temperatures along the proposed CRCOP route was made using the above mentioned boundary and initial conditions.

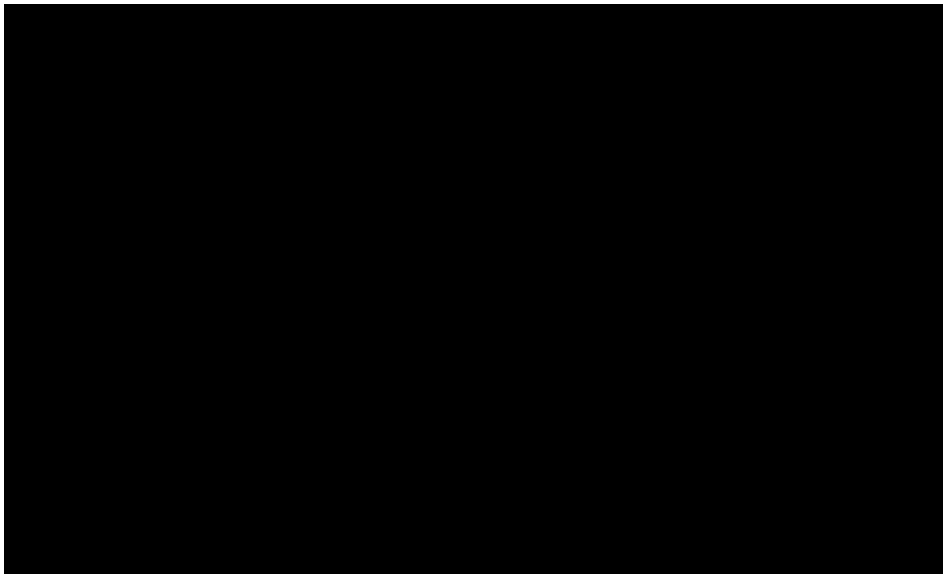


Fig. 33. Oil temperature along the pipeline with an annual throughput of 1.5×10^7 tons (0.3 mbpd).

Fig. 34 shows the change of oil temperatures along the pipeline, with a flow rate of 1.5×10^7 tons per year (0.3 mbpd), after the first and the 30th years, respectively. It should be noted that the maximum oil temperature decreases gradually with increasing distance from the pipeline inlet, but increases slowly

					Forecasting the oil temperatures along the propose China–Russia Crude Oil Pipeline using quasi 3-D transient heat conduction model	Лист
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата		142

with time due to the effect of climate warming. It then tends to stabilize from about Kilometers 550 to 700, but has a gradual tendency to increase at Kilometer 600 during the first year. The minimum oil temperature rises with the increasing distance and time. It increases to more than 0 °C at about Kilometer 600 in the first year. The average oil temperature first decreases, and then remains stable at about Kilometer 500, and then slowly increases with distance. The main reason is that the average temperature of the soils around the pipeline is higher than that of the anticipated oil temperatures before the pipeline is built in the seasonally frozen ground zone. The average oil temperature slowly drops in the northern part (upstream) of the pipeline. After the pipeline enters the seasonally frozen ground zone, the average temperature of the surrounding soils increases and is higher than that of the oil due to the higher air temperature and natural surface temperature. This stabilizes the oil temperature, which increases further on [93].

Oil temperatures along the pipeline route with an oil flow rate of 0.6 mbpd

The changes of oil temperatures along the pipeline route were forecast taking into account that the pipeline would carry 3.0×10^7 tons oil per year (about 0.6 mbpd) in the next 50 years. The results were shown in Fig. 33.

					Forecasting the oil temperatures along the propose China–Russia Crude Oil Pipeline using quasi 3-D transient heat conduction model	Лист
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата		143

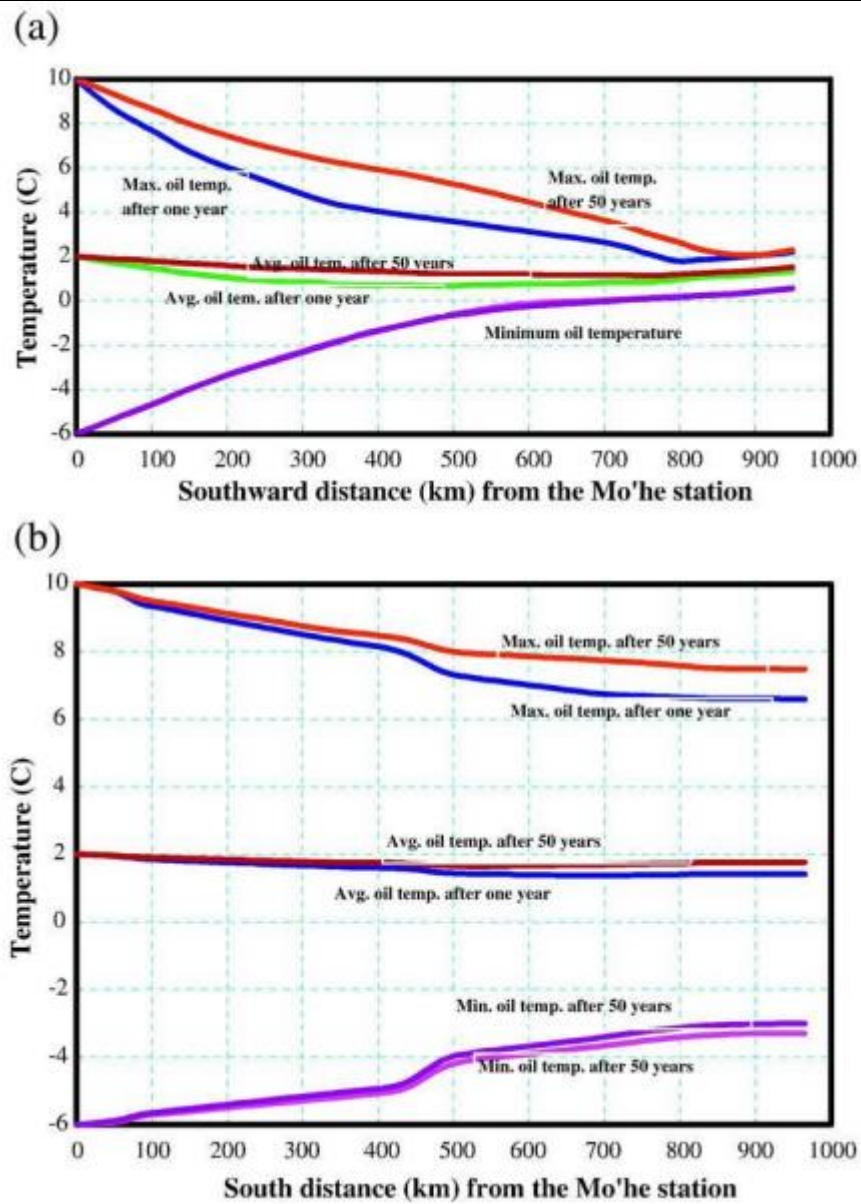


Fig. 34. Oil temperature distribution along the CRCOP route with a flow rate of 3.0×10^7 t/a (0.6 mbpd). (a) The pipeline without insulation, and (b) the insulated pipeline.

Fig. 34(a) shows the oil temperature variations along the uninsulated pipeline with a flow rate of 3.0×10^7 tons per year (about 0.6 mbpd) after the first and the 50th years, respectively. There is no insulation around the pipeline. It can be seen that the maximum oil temperature decreases gradually with the increasing distance. Then, it slowly increases near the terminal station. The maximum oil temperature in the 50th year is higher than that in the first year, indicating the impact of the climate warming. The minimum oil temperature rises gradually along the pipeline route, reaching about 0°C at about Km 700. The difference of the minimum oil temperatures between in the first year and in the 50th year is very small. The average oil temperature is

similar to that in Fig. 35. It first decreases gradually, then slowly increases along the pipeline.

In addition, it can be seen that the oil temperature distributions are similar to each other under two scenarios of the oil flow rates. The only difference is that the oil temperatures, including the maximum, minimum and average oil temperatures, with the small flow rate change more quickly than those with the larger flow rate. This should be attributed to the fact that the oil temperature in the pipeline with the lower flow rate is more easily influenced by the ambient ground temperature regime and climate change.

The oil temperature distribution along the insulated pipeline, with the flow rate of 3.0×10 tons per year, was forecast in order to study the effect of the insulation on the oil temperature (Fig. 34(b)). It shows that the variations of oil temperatures along the insulated pipeline are similar to those along the uninsulated pipeline. However, the gradient of oil temperature change along the insulated pipeline becomes much smaller than that along the uninsulated pipeline and at about Km 431 changes faster.

This may be due to the influence of the phase change of water in soils around the pipeline in the vicinity of Km 431, where the pipeline crosses the transition zone between the permafrost and seasonally frozen ground. From the above analyses and discussions, while both the phase change and insulation have influenced the oil temperature, the thermal impact of insulation is the more evident.

4.3. Seasonal variations of the oil temperatures at typical locations

It can be seen from the variation of the oil temperatures that the maximum oil temperatures decrease, that the minimum oil temperatures gradually increase, and that the average oil temperatures dynamically change. These indicate that the oil temperature amplitude changes consecutively as the oil heads south. However, seasonal variations of oil temperatures and the duration of positive and negative oil temperatures are the keys for pipeline design and frosthazard mitigation. They will have a direct impact on the freeze–thaw processes in the surrounding soils. Therefore, seasonal variations of the oil temperatures were studied in detail as follows.

Figs. 35–40 show seasonal variations of oil temperatures in the 20th year

					Forecasting the oil temperatures along the propose China–Russia Crude Oil Pipeline using quasi 3-D transient heat conduction model	Лист
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата		145

at typical locations along the pipeline. The maximum oil temperatures slowly drop and the minimum oil temperatures gradually rise. The oil temperature amplitudes slowly decrease with the increasing distance southwards from the Mo'he Pump Station, and the oil temperatures along the insulated pipeline change much slower than that along the uninsulated pipeline. The seasonal variations of oil temperatures with a smaller flow rate of 1.5×10^7 tons per year changes faster than that with a flow rate of 3.0×10^7 tons per year. The impact of the 0°C curtain starts to appear at about Km 100, and the phase change lasts longer. The duration of 0°C oil temperature is longer because of the longer effect of the phase change on the oil temperatures. At about Km 500, the 0°C curtain lasts for the longest period. When the pipeline enters the seasonally frozen ground zone, the seasonally freezing depth is less than the pipeline burial depth, and the freezing area around the pipeline gradually decreases. Therefore, the phase change has less effect on the oil temperature. For the insulated pipeline, the impact of the 0°C curtain on oil temperatures starts to appear at about Km 400. The phase change has a less effect on the oil temperature than that around the uninsulated pipeline. The amplitude of the oil temperature change in the insulated pipeline is also smaller [94].

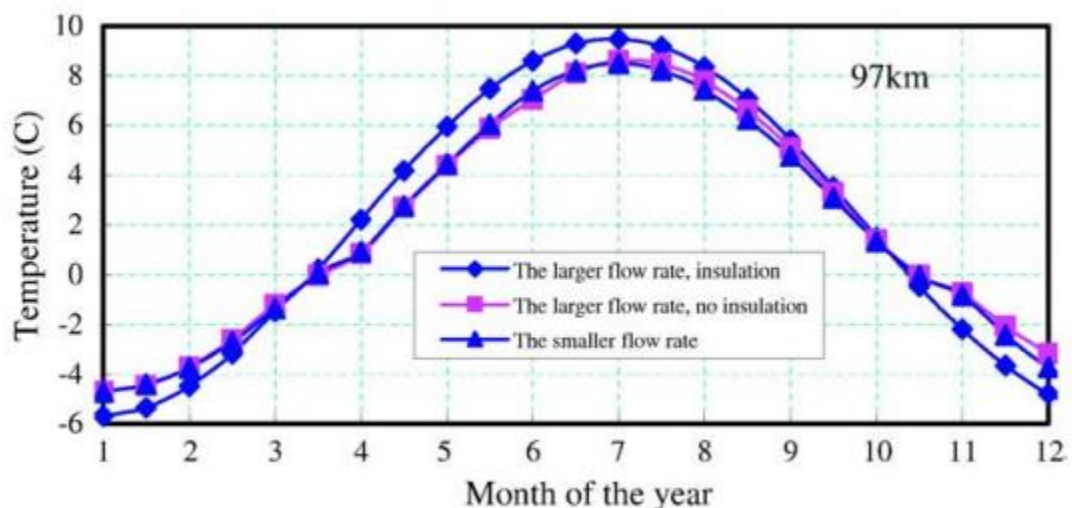


Fig. 35. Seasonal variation of oil temperatures at Km 97 in the 20th year.

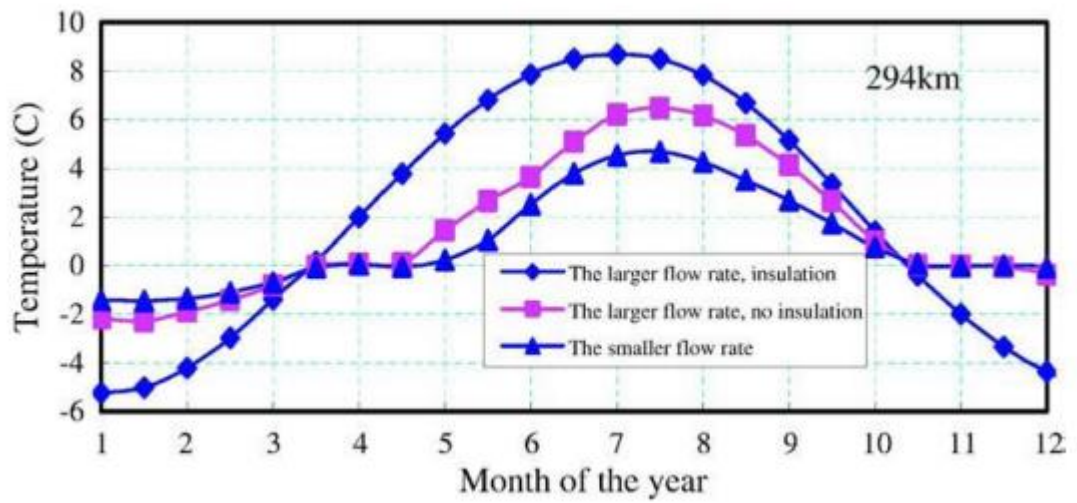


Fig. 36. Seasonal variations of oil temperatures at Km 294 in the 20th year.

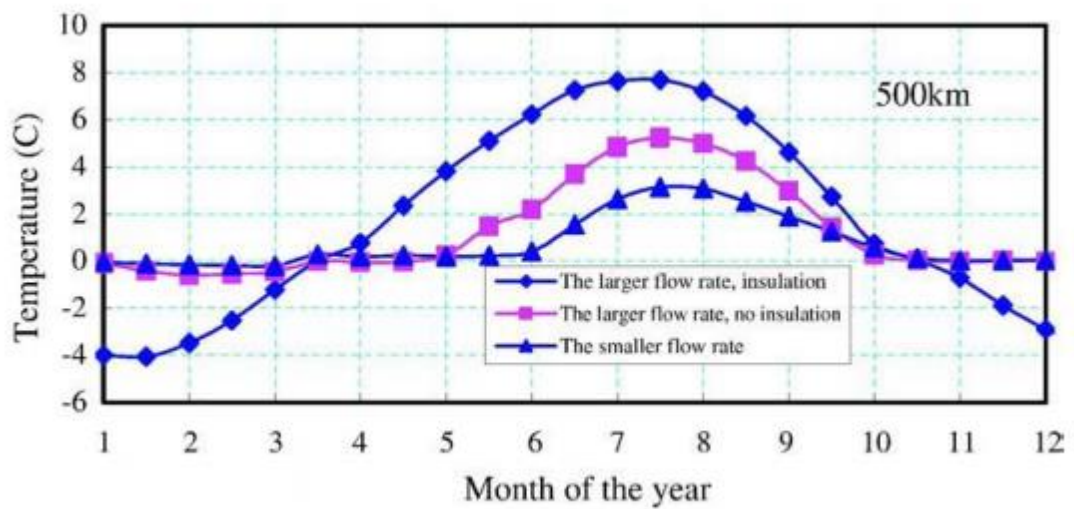


Fig. 37. Seasonal variations of oil temperatures at Km 500 in the 20th year.

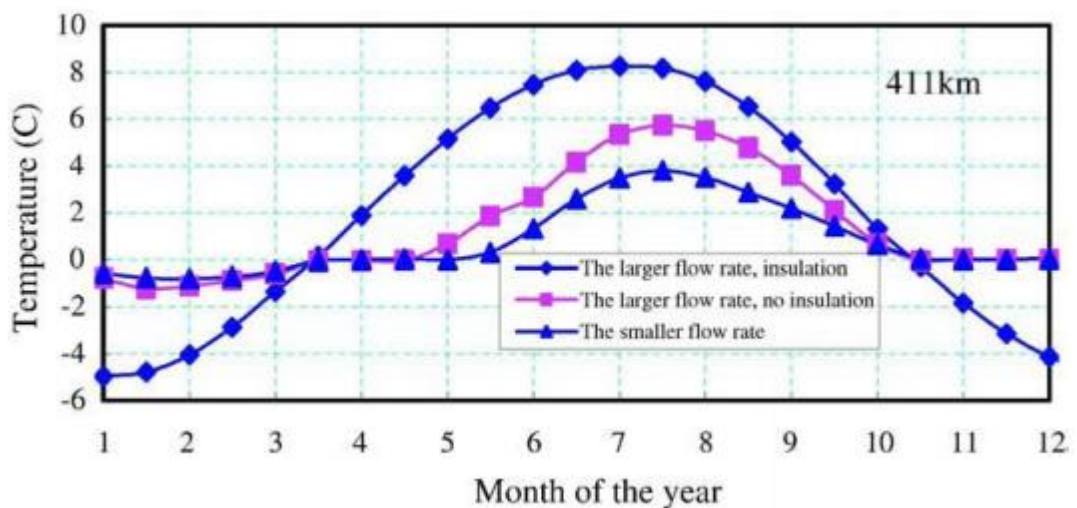


Fig. 38. Seasonal variations of oil temperatures at Km 411 in the 20th year

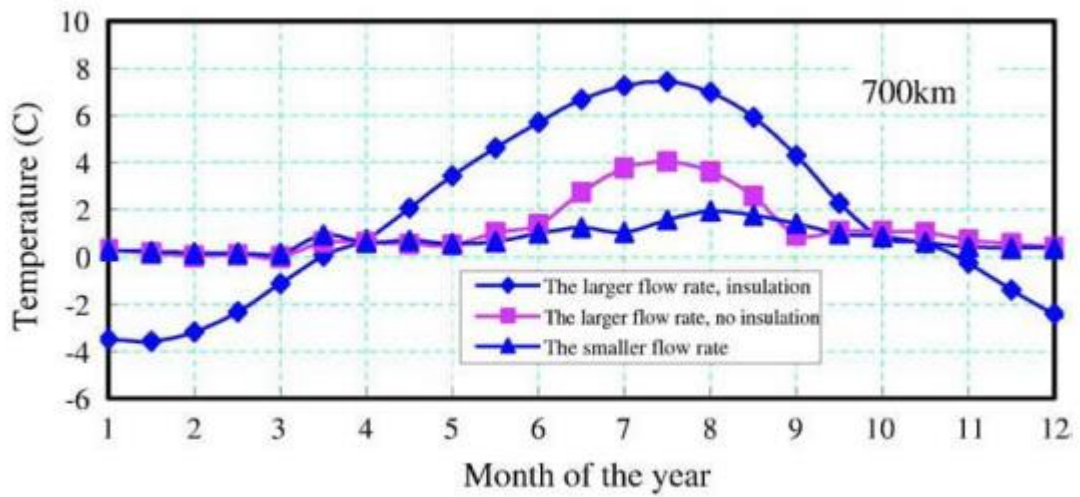


Fig. 39. Seasonal variations of oil temperatures at Km 700 in the 20th year.

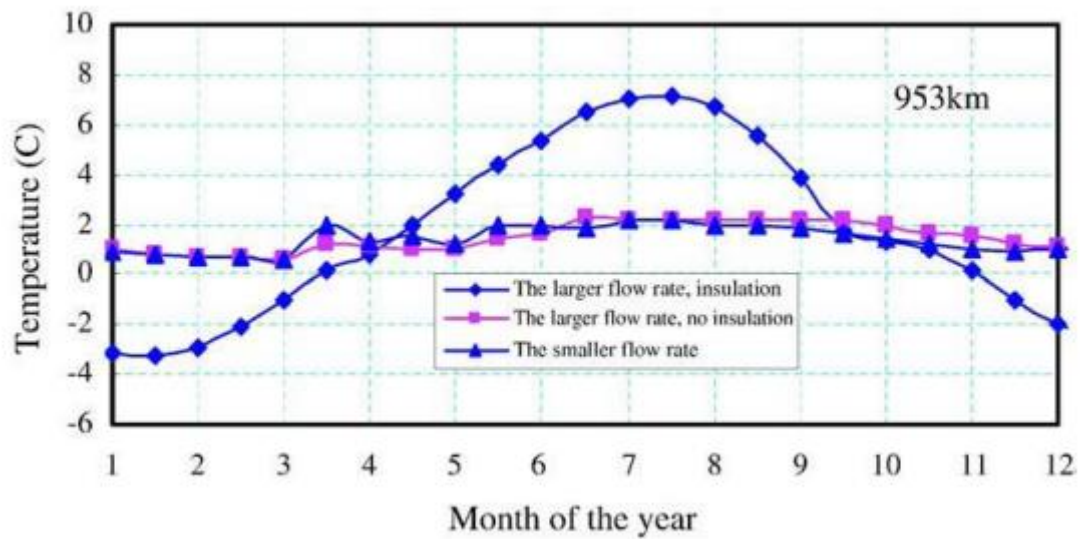


Fig. 40. Seasonal variations of oil temperatures at Km 953 in the 20th year.