

Министерство науки и высшего образования Российской Федерации
 федеральное государственное автономное
 образовательное учреждение высшего образования
 «Национальный исследовательский Томский политехнический университет» (ТПУ)

Школа Инженерная школа природных ресурсов
 Направление подготовки 21.04.01. Нефтегазовое дело
 Отделение школы (НОЦ) Нефтегазового дела

МАГИСТЕРСКАЯ ДИССЕРТАЦИЯ

Тема работы
Исследование эффективной защиты от теплового излучения двух стоячной опоры промышленного нефтегазопровода в условиях Крайнего Севера

УДК 622.692.4-216.6-027.267(211-17)

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ71	Волков Александр Эдуардович		

Руководитель ВКР

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ОНД ИШПР	Брусник Олег Владимирович	к.п.н., доцент		

КОНСУЛЬТАНТЫ ПО РАЗДЕЛАМ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ОСНГ	Романюк Вера Борисовна	к.э.н., доцент		

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ассистент ООД	Черемискина Мария Сергеевна			

Консультант-лингвист отделения иностранных языков ШБИП

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Новикова Вера Станиславовна			

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

Руководитель ООП	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Шадрина Анастасия Викторовна	д.т.н.		

Министерство науки и высшего образования Российской Федерации
 федеральное государственное автономное
 образовательное учреждение высшего образования
 «Национальный исследовательский Томский политехнический университет» (ТПУ)

Школа Инженерная школа природных ресурсов
 Направление подготовки 21.04.01. Нефтегазовое дело
 Отделение школы (НОЦ) Нефтегазового дела

УТВЕРЖДАЮ:
 Руководитель ООП

 (Подпись)

 (Дата)

Шадрина А.В.
 (Ф.И.О.)

ЗАДАНИЕ

на выполнение выпускной квалификационной работы

В форме:

Магистерской диссертации

(бакалаврской работы, дипломного проекта/работы, магистерской диссертации)

Студенту:

Группа	ФИО
2БМ71	Волков Александр Эдуардович

Тема работы:

Исследование эффективной защиты от теплового излучения двух стоячной опоры промышленного нефтегазопровода в условиях Крайнего Севера

Утверждена приказом директора (дата, номер)

Срок сдачи студентом выполненной работы:

31.05.2019

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.).

Объектом исследования является двухстоечные опоры промышленного газонефтепровода, проложенные надземным способом на участках залегания многолетнемерзлых грунтов. Средняя температура зимой (-27 °С) Средняя температура летом (5 °С) Надземная часть опоры 2 метра, подземная 9 метров. Диаметр опоры 273 мм, материал изготовления опоры сталь марки 09Г2ФБ.

<p>Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов <i>(аналитический обзор по литературным источникам с целью выяснения достижений мировой науки техники в рассматриваемой области; постановка задачи исследования, проектирования, конструирования; содержание процедуры исследования, проектирования, конструирования; обсуждение результатов выполненной работы; наименование дополнительных разделов, подлежащих разработке; заключение по работе).</i></p>	<p>Расчет стоимости нанесения и использования теплоизоляции на опоры. Теплотехнический расчет двухстрочной опоры промышленный газонефтепровода. Исследование эффективности сверхтонкой жидкой теплоизоляции.</p>
--	--

Перечень графического материала
(с точным указанием обязательных чертежей)

Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы
(с указанием разделов)

Раздел	Консультант
Финансовый менеджмент	Романюк В.Б.
Социальная ответственность	Черемискина М.С.
Иностранный язык	Новикова В.С.

Названия разделов, которые должны быть написаны на русском и иностранном языках:

Характеристика объекта исследования
Аналитика и исследование проблемы эффективной защиты двух стоечной опоры от теплового излучения атмосферы
Техническое решение проблемы теплового воздействия опоры трубопровода на многолетнемерзлые грунты
Обоснование эффективности применения жидкой теплоизоляции в качестве защиты опоры трубопровода от теплового излучения

Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику	21.03.2019
---	------------

Задание выдал руководитель / консультант (при наличии):

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ОНД	Брусник Олег Владимирович	к.п.н.		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ71	Волков Александр Эдуардович		

№	Результаты обучения
1	2
P1	Применять естественнонаучные, математические, гуманитарные, экономические, инженерные, технические и глубокие профессиональные знания в области современных нефтегазовых технологий для решения прикладных междисциплинарных задач и инженерных проблем, соответствующих профилю подготовки
P2	Планировать и проводить аналитические и экспериментальные исследования с использованием новейших достижений науки и техники, уметь критически оценивать результаты и делать выводы, полученные в сложных и неопределённых условиях; использовать принципы изобретательства, правовые основы в области интеллектуальной собственности
P3	Проявлять профессиональную осведомленность о передовых знаниях и открытиях в области нефтегазовых технологий с учетом передового отечественного и зарубежного опыта; использовать инновационный подход при разработке новых идей и методов проектирования объектов нефтегазового комплекса для решения инженерных задач развития нефтегазовых технологий, модернизации и усовершенствования нефтегазового производства
P4	Выбирать оптимальные решения в многофакторных ситуациях, владеть методами и средствами технического моделирования производственных процессов и объектов нефтегазовой отрасли; управлять технологическими процессами, обслуживать оборудование, использовать любой имеющийся арсенал технических средств, обеспечивать высокую эффективность при разработке нефтегазовых объектов
P5	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
P6	Работать эффективно в качестве члена и руководителя команды, умение формировать задания и оперативные планы всех видов деятельности, распределять обязанности членов команды, нести ответственность за результаты работы; координировать работу групп по извлечению и совершенствованию добычи нефти, газа и газового конденсата, передавать знания через наставничество и консультирование
P7	Внедрять, эксплуатировать и обслуживать современные машины и механизмы для реализации технологических процессов нефтегазовой области, обеспечивать их высокую эффективность, соблюдать правила охраны здоровья и безопасности труда, выполнять требования по защите окружающей среды
P8	Проявлять профессиональную осведомленность о передовом отечественном и зарубежном опыте в моделировании динамически вязких сред и низкопроницаемых коллекторов
P9	Предлагать процедуры оценки эффективности промысловых работ и оптимизации работы оборудования при добыче нефти, газа и газового конденсата, обеспечение энергоэффективности технологических процессов
P10	Обеспечивать внедрение новых методов, материалов и нефтегазового оборудования в осложненных условиях эксплуатации нефтяных и газовых скважин, прогнозировать режимы безопасной работы нефтегазового оборудования по динамическим, локальным и осредненным параметрам

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

Студенту:

Группа	ФИО
2БМ71	Волкову Александру Эдуардовичу

Инженерная школа	Природных ресурсов	Отделение(НОЦ)	Центр подготовки и переподготовки специалистов нефтегазового дела
Уровень образования	Магистр	Направление/специальность	21.03.01 «Нефтегазовое дело» профиль <u>«Надежность газонефтепроводов и хранилищ»</u>

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

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

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

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

Перечень графического материала (с точным указанием обязательных чертежей):

<i>Организационная структура управления Линейный календарный график выполнения работ Таблицы динамики и сравнения показателей</i>

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику	07.03.2019
---	------------

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
доцент	Романюк В.Б.	к.э.н, доцент		27.03.2019г

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ71	Волков Александр Эдуардович		27.03.2019г

**ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА
«СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»**

Студенту:

Группа	ФИО
2БМ71	Волкову Александру Эдуардовичу

Школа	Природных ресурсов	Отделение(НОЦ)	Центр подготовки и переподготовки специалистов нефтегазового дела
Уровень образования	Высшее образование	Направление/специальность	21.03.01 «Нефтегазовое дело» профиль «Надежность газонефтепроводов и хранилищ»

Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:

Характеристика объекта исследования (вещество, материал, прибор, алгоритм, методика, рабочая зона) и области его применения	Объектом исследования является жидкая теплоизоляция, применяемая при строительстве и эксплуатации для нанесения на двухстрочные опоры промышленного нефтегазопровода.
---	---

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

<p>1. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности:</p> <ul style="list-style-type: none"> – специальные (характерные при эксплуатации объекта исследования, проектируемой рабочей зоны) правовые нормы трудового законодательства; – организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны. 	<p>Правовые вопросы обеспечения безопасности:</p> <ul style="list-style-type: none"> – характерные для проектируемой рабочей зоны правовые нормы трудового законодательства; – организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны.
<p>2. Производственная безопасность:</p> <ul style="list-style-type: none"> – 2.1. Анализ выявленных вредных и опасных факторов 2.2. Обоснование мероприятий по снижению воздействия 	<p>Характеристика факторов изучаемой производственной среды, описывающих процесс взаимодействия человека с окружающей производственной средой в следующей последовательности:</p> <ul style="list-style-type: none"> – физико – химическая природа фактора его связь с разрабатываемой темой; – действие фактора на организм человека; – приведение допустимых норм с необходимой размерностью (с ссылкой на соответствующий нормативно-технический документ); – рекомендуемые средства защиты

3. Экологическая безопасность:	3. Охрана окружающей среды, вредные воздействия и природоохранные мероприятия: <ul style="list-style-type: none"> - анализ воздействия объекта на атмосферу; - анализ воздействия объекта на гидросферу; - анализ воздействия объекта на литосферу.
4. Безопасность в чрезвычайных ситуациях:	4. Защита в чрезвычайных ситуациях: <ul style="list-style-type: none"> - перечень возможных ЧС на объекте; - разработка действий в результате возникшей ЧС и мер по ликвидации ее последствий; - пожаровзрывобезопасность.

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику	29.03.2019
---	------------

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ассистент	Черемискина М.С.			29.03.2019

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ71	Волков Александр Эдуардович		29.03.2019

РЕФЕРАТ

Магистерская диссертация содержит 109 с., 30 рисунков, 6 таблиц, 5 источник, 2 приложение.

Ключевые слова. ДВУХСТОЕЧНАЯ ОПОРА, ТЕПЛОИЗОЛЯЦИЯ, ВЕЧНОМЕРЗЛЫЙ ГРУНТ, ТЕПЛОВОЙ ПРОЦЕСС В ГРУНТАХ, НАДЗЕМНЫЙ ПРОМЫСЛОВЫЙ ГАЗОНЕФТЕПРОВОД.

Объектом исследования. Двухстоечная опора промышленного нефтегазопровода в условиях Крайнего Севера.

Цель работы. Основной целью и задачей данной работы является исследование эффективной защиты от теплового излучения двухстоечной опоры промышленного нефтегазопровода в условиях Крайнего Севера.

Метод или методология проведения работы. Были проведены, расчеты стоимости нанесения и использования теплоизоляции на опоры. Теплотехнический расчет двухстрочной опоры промышленный газонефтепровода. Исследование эффективности сверхтонкой жидкой теплоизоляции

Полученные результаты. Выбран оптимальный способ сохранения устойчивости грунта промышленного газонефтепровода, проложенного в условиях Крайнего Севера.

Основные конструктивные, технологические и технико-эксплуатационные характеристики. Разработка наилучшего метода сохранения мерзлоты грунта с целью повышения устойчивости грунта и в следствии промышленный газонефтепровода.

Область применения. Надземный промышленный газонефтепровод.

Экономическая эффективность или значимость работ. Расчет ресурсо-экономических расходы на обеспечение устойчивости грунта при нанесении теплоизоляции на двухстрочные опоры нефтегазопровода.

ОПРЕДЕЛЕНИЯ, ОБОЗНАЧЕНИЯ, СОКРАЩЕНИЯ, НОРМАТИВНЫЕ ССЫЛКИ

В данной магистерской диссертации были использованы следующие определения и термины:

Промысловый газонефтепровод: Единый имущественный, неделимый на части производственно-технологический комплекс, состоящий из различных частей трубопроводной системы, а именно отводы, и иных объектов, обеспечивающий транспортировку продукции, с кустов нефтегазовых месторождений.

Грунт: Многокомпонентные, минеральная или минерально-органическая динамичные системы, которая включает крупные, жидкие и газообразные компоненты, изучаемые в связи с инженерно-хозяйственной деятельностью человека.

Вечномерзлый грунт: Криогелогический грунт, находящийся в мерзлом состоянии постоянно в течение более пяти лет.

Опора промысловый газонефтепровода: это незаменимые конструктивный элемент при прокладке различных коммуникаций, защищающий трубу от повреждений в результате эксплуатации и служащий для поддержания промысловый газонефтепровода в проектно-расчетном положении.

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

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

В настоящей магистерской диссертации были задействованы ссылки на следующие сокращения и обозначения:

ИТР – инженерно-технический работник;

ММГ – многолетнемерзлый грунт;

ОУ – охлаждающее устройство;

ПДК – предельно допустимая концентрация;

СМР – строительно-монтажные работы;

ТСГ – термостабилизатор грунта;

ФОТ – фонд оплаты труда.

В настоящей магистерской диссертации были задействованы ссылки на следующие стандарты:

ГОСТ 25100-2011 «Грунты.

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

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

ГОСТ 12.2.062-81 Система стандартов безопасности труда (ССБТ).

Оборудование производственное. Ограждения защитные (с Изменением N 1).

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

ОГЛАВЛЕНИЕ

ОПРЕДЕЛЕНИЯ, ОБОЗНАЧЕНИЯ, СОКРАЩЕНИЯ, НОРМАТИВНЫЕ ССЫЛКИ	9
1. ХАРАКТЕРИСТИКА ОБЪЕКТА ИССЛЕДОВАНИЯ.....	15
1.1 Особенности сооружения нефтепровода в условиях ММГ и оценка влияния геокриологических процессов на эксплуатацию в условиях Крайнего Севера	15
1.2 Характеристика исходного сырья, материалов, реагентов, перекачиваемого продукта	17
1.3 Описание технологического процесса и технологической схемы комплекса.....	20
1.4 Нормы технологического режима	36
1.5 Контроль технологического процесса.....	42
1.6 Основные положения пуска и остановки технологического комплекса при нормальных условиях	43
1.6 Безопасная эксплуатация производства.....	49
1.7 Краткая характеристика технологического оборудования промысловых нефтегазопроводов...61	
1.8 Установка специальных опор	62
1.9 Теплоизоляция промыслового газонефтепровода	66
2. АНАЛИТИКА И ИССЛЕДОВАНИЕ ПРОБЛЕМЫ ЭФФЕКТИВНОЙ ЗАЩИТЫ ДВУХ СТОЕЧНОЙ ОПОРЫ ОТ ТЕПЛООВОГО ИЗЛУЧЕНИЯ АТМОСФЕРЫ.....	71
2.1 Оценка тепловых и механических взаимодействий системы «надземный промысловый газонефтепровод – опора - свайное основание-многолетнемерзлый грунт»	71
2.2 Математические аспекты моделирования температурных полей многолетнемерзлого грунта..74	
3. ТЕХНИЧЕСКОЕ РЕШЕНИЕ ПРОБЛЕМЫ ТЕПЛООВОГО ВОЗДЕЙСТВИЯ ОПОРЫ ТРУБОПРОВОДА НА МНОГОЛЕТНЕМЕРЗЛЫЕ ГРУНТЫ	92
4. ОБОСНОВАНИЕ ЭФФЕКТИВНОСТИ ПРИМЕНЕНИЯ ЖИДКОЙ ТЕПЛОИЗОЛЯЦИИ В КАЧЕСТВЕ ЗАЩИТЫ ОПОРЫ ТРУБОПРОВОДА ОТ ТЕПЛООВОГО ИЗЛУЧЕНИЯ.....	102
4.1 Результаты расчета теплового поля моделируемой области многолетнемерзлого грунта с опорой с применением жидкой теплоизоляции и без нее.....	102
3.3 Решения обратной задачи для определения теплопередачи от образцов для эксперимента к льду в Frost 3D	103
ГЛАВА 5. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	106
5.1 Расчёт нормативной продолжительности выполнения работ.....	106
5.2 Расчет затрат на теплоизоляцию	107
5.2.1 Минеральная вата	108
5.2.2 Вспененный синтетический каучук.....	109
5.2.3 Вспененный полиэтилен.....	110
5.2.4 Пеноизол	111
5.2.5 Сверхтонкая жидкая теплоизоляция	112
5.3 Оценка ресурсоэффективной теплоизоляции для двух стоечной опоры промыслового нефтегазопровода	113
5.4 Методика расчёта эффективности мероприятия по внедрению новой техники и технологии .114	
5.4.1 Расчет экономической эффективности	116

ГЛАВА 6. СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ ОРГАНИЗАЦИИ ПРИ СТРОИТЕЛЬСТВЕ ПРОМЫСЛОВОГО ГАЗОНЕФТЕПРОВОДОВ В УСЛОВИЯХ КРАЙНЕГО СЕВЕРА	120
6.1 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности.....	120
6.2 Анализ выявленных вредных и опасных факторов при строительстве и обеспечении устойчивости трубопроводов в многолетнемерзлом грунте	122
6.3 Экологическая безопасность	127
6.4 Безопасность в чрезвычайных ситуациях.....	129
ЗАКЛЮЧЕНИЕ	134
СПИСОК ИСПОЛЬЗУЕМЫХ ИСТОЧНИКОВ.....	137
Приложение 1	141

ВВЕДЕНИЕ

Запасы Севера Российской Федерации и арктического шельфа содержат 87 % запасов метана, около 61% запаса жидких углеводородов.

Крайне суровые природно-климатические условия Сибири и Заполярья требуют применения высокопрочных и высокоэффективных строительных конструкций самого широкого спектра для различных видов технического строительства. Есть необходимая потребность различных высокоэффективных и прочных и качественных строительных конструкциях и дорогостоящая их доставка на севере, в свою очередь, требует контроля их производства на месте реализации и из местного сырья, и более выгодных местных энергоносителей, для значительного снижения их себестоимости повышения ресурсоэффективности.

Нарастание потребления в углеводородных ресурсах и темпы развития газонефтяной отрасли в мире приводят к нужде разработки новых газонефтяных месторождений всему миру. В настоящее время имеется тенденция к освоения новых нефтегазовых месторождений в осложнённых условиях , это связано с неблагоприятными геологическими, климатическими, геофизическими и другими условиями.

А именно, соответствует тому , что более 59% территории РФ, или площадью более 9 млн. км², распространена вечная мерзлота. Из них 49% имеют сплошное распространение, 12% – островное, 20% – массивно-островное, а также 21% – прерывистое. Для наиболее лучшей эксплуатации свежих месторождений газоконденсата, газа и нефти требуются сооружения новых промысловых газонефтепроводов на территории вечно мерзлых грунтов.

Обеспечение надежности этих промысловый газонефтепроводов является первоочередной целью предприятий по транспорту нефти, газа,

					Исследование эффективной защиты от теплового излучения двух стоечной опоры промыслового нефтегазопровода в условиях Крайнего Севера			
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>				
<i>Разраб.</i>	Волков А.Э.				Введение	<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Руковод.</i>	Брусник О.В.							144
<i>Консульт.</i>						НИ ТПУ ИПШР		
<i>Руковод ОНД</i>	Шадрина А.В.					зр.2БМ71		

нефтепродуктов. Для этого применяют специальные технологии строительства промысловый газонефтепроводов.

Возведение промысловых газонефтепроводов в многолетнемерзлых грунтах сопровождается рядом геокриологических факторов: криогенное пучение грунтов, сложность проведения земельных работ, наледеобразование, процессы термоэрозии, проваливание грунта из-за оттаивания ледяных включений (линз), оползнеобразование и солифлюкция. Но главный фактор – нарушение устойчивого положения промысловых газонефтепроводов.

Оттаивание вечномерзлых грунтов, окружающих промысловых газонефтепроводов, может случаться из-за термического взаимодействия с промысловым газонефтепроводом, так происходит ореол оттаивания вокруг промысловым газонефтепровода или сезонное оттаивание грунтов. Также в местностях распространения вечномерзлых грунтов достаточно часто распространены талые зоны и талики. Они оказывают воздействие на безаварийную работу эксплуатации промыслового газонефтепровода.

Обеспечение надежной и бесперебойной функционированию системы промыслового газонефтепровода – важное условие для развития экономики страны и стабилизации Российской Федерации. Особенную трудность представляет предоставление надежной работы надземного промыслового газонефтепровода, проложенных на территории с вечномерзлыми породами в очень сложные гидрогеологические условия.

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

1. ХАРАКТЕРИСТИКА ОБЪЕКТА ИССЛЕДОВАНИЯ

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

Надежность – является составным свойством, которое в зависимости от назначения и вида объекта и условий его применения может включать сохраняемость, ремонтпригодность, долговечность и безотказность или определенные различные сочетания этих свойств в технике.

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

- потеря устойчивости промысловый газонефтепровода - выпучивание (процесс изменения начального положения промысловый газонефтепровода, при этом формируется дополнительное напряженно-деформированное состояние трубы);
- всплытие промысловый газонефтепровода (процесс изменения начального положения
- «оголение» промысловый газонефтепровода;
- прямое деформационное механическое воздействие на промысловый газонефтепровод.

Нормы и правила проектирования магистральных газонефтепроводов не позволяют полностью учесть дополнительные продольные деформации, которые образуются при прокладке и эксплуатации магистральных нефтегазопроводов в условиях Крайнего Севера. Нормативная документация

					Исследование эффективной защиты от теплового излучения двух стоечной опоры промыслового нефтегазопровода в условиях Крайнего Севера			
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>				
<i>Разраб.</i>	<i>Волков А.Э.</i>				<i>Характеристика объекта исследования</i>	<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Руковод.</i>	<i>Брусник О.В.</i>							144
<i>Консульт.</i>						НИ ТПУ ИПШР зр.2БМ71		
<i>Руковод ОНД</i>	<i>Шадрина А.В.</i>							

определяет продольное напряжение, не учитывая продольные и поперечные перемещения, возникающие при просадке и пучении мерзлого грунта. Во время эксплуатации нефтегазопровода образуются неравномерные деформации, которые не могут быть учтены непосредственно при проектировании. Такие неравномерные деформации возникают из-за большого количества геокриологических процессов. Принимая во внимание данные о дополнительных деформациях, выявляется главная задача геотехнического мониторинга – их прогнозирование. Учет и прогноз возможен только при оценке параметров главных факторов, вызывающих деформации.

Сооружение нефтепровода в условия многолетнемерзлых грунтах имеет характерные особенности, так как мерзлые породы – сложные многофазные и многокомпонентные системы, имеющие особые свойства. Поведение мерзлых грунтов зависит от температуры. Мерзлые грунты при температурах ниже нуля сочетают в себе высокую механическую прочность и несущую способность, но при нулевой и положительной температурах грунты таят и способность переносить нагрузки от инженерных сооружений уменьшается практически полностью. Осадка мерзлого грунта при оттаивании зависит от структуры грунта. При проектировании, строительстве и эксплуатации магистральных техногенных элементов системы промысловый газонефтепровода в естественную флору и фауну.

Все эти проблемы возникают не только из-за изменения свойств мерзлых грунтов под влиянием температуры окружающей среды и перекачиваемого продукта, а также из-за возникновения и развития в зоне промысловый газонефтепровода крайне нежелательных и аварийно-опасных геолога-инженерных процессов (пучение, эрозия, обледенение и пр.).

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

- использование стали с высокой прочностью (хладостойкой) для объектов промысловый газонефтепроводного транспорта;

					Характеристика объекта исследования	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

- надземный способ прокладки промышленный газонефтепроводного транспорта;
- теплоизоляция, чтобы сохранять высокую положительную температуру продукта в нефтегазопроводе;

1.2 Характеристика исходного сырья, материалов, реагентов, перекачиваемого продукта.

Общая характеристика газожидкостной смеси, пластовой воды, приведена в таблице 1.1.

Таблица 1.1

Характеристика нефти, попутного нефтяного газа, пластовой воды

Наименование сырья, материалов	Номер государственного или отраслевого стандарта, технических условий, Стандарта Компании	Показатели качества, обязательные для проверки	Норма по ГОСТ, ОСТ, СТП, ТУ	Область применения продукции
Газожидкостная смесь (нефть, пластовая вода, попутный газ) Месторождения Нского месторождения		<u>Свойства нефти:</u> Плотность при 20 °С, кг/м ³ Вязкость, мПа*с при 20 °С при 50 °С Содержание, % масс. парафина, общей серы смол асфальтенов Температура начала кипения, °С Фракционный состав, % об.: н.к. - 100 °С до 150 °С	825,6 9,22 3,4 6,03 0,096 2,1 0.15 64 4,5	

					Характеристика объекта исследования	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Наименование сырья, материалов	Номер государственного или отраслевого стандарта, технических условий, Стандарта Компании	Показатели качества, обязательные для проверки	Норма по ГОСТ, ОСТ, СТП, ТУ	Область применения продукции
		до 200 °С	12,9	
		до 250 °С	22,6	
		до 300 °С	32.5	
			47	
		<u>Пластовая вода:</u>		
		Плотность при 20 °С, кг/ м ³	1.002	
		Минерализация, г/д м ³	6.49	
		рН	7.6	
		Общая жесткость, мг-экв/л	5,59	
		Содержание мех. примесей, мг/л	до 15	
		Содержание ионов, г/л:		
		Na ⁺ + K ⁺	2, 533	
		Ca ²⁺	0,063	
		Mg ²⁺	0,025	
		Cl ⁻	3, 568	
		HCO ₃ ⁻	0,295	
		CO ₃ ²⁻	9,6	
		SO ₄ ²⁻	менее 0,01	
		<u>Компонентный состав попутного нефтяного газа</u> (однократное разгазирование в стандартных условиях), % об.:		
		Азот+редкие		
		в т.ч. гелий	1,433	
		Углекислый газ	0.002	
		Метан	0.232	
		Этан	78.654	
		Пропан	4.099	

Лист

Характеристика объекта исследования

Наименование сырья, материалов	Номер государственного или отраслевого стандарта, технических условий, Стандарта Компании	Показатели качества, обязательные для проверки	Норма по ГОСТ, ОСТ, СТП, ТУ	Область применения продукции
		Изобутан	6.010	
		Бутан	2.238	
		Изопентан	3.515	
		Пентан	1.179	
		Гексан	1.107	
		Гептан	0.936	
		Октан	0.595	
		Остаток C ₉	0.122	
			0.058	

					Характеристика объекта исследования	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

1.3 Описание технологического процесса и технологической схемы комплекса

Описание технологии сбора продукции скважин и основные технологические параметры производственного процесса

Обзорная схема (графическая часть) промысловых трубопроводов прилагается к текстовой части регламента в Приложении 1.

Технологическая схема и оборудование кустовых площадок предусматривают герметизированную систему сбора продукции скважин, максимальную автоматизацию процесса добычи и транспорта, исключающую необходимость постоянного пребывания персонала на объекте.

Проектное (расчетное) рабочее давление нефтегазосборных трубопроводов – 4.0МПа.

Рабочее давление нефтегазосборных трубопроводов - 2,5 МПа.

Температура транспортирования нефтегазовой смеси 20 °С.

Давление в пункте сбора (УПН «Месторождение Н») 0,95 - 1,02 МПа.

От кустовых площадок №1,3,4,7,9 продукция скважин поступает в герметизированную систему сбора и транспорта нефти. Далее углеводородная смесь транспортируется на площадку УПН «Месторождение Н», где осуществляется разделение фаз и подготовка нефти, воды и газа. Подготовленная нефть подается в межпромысловый нефтепровод для транспортировки ее на Ванкорское месторождение. Газ направляется на подготовку на УПГ.

Система промысловых трубопроводов представляет собой сеть нефтегазосборных трубопроводов и водоводов высокого давления, условно разбитых на участки.

Название участков, диаметр и категория трубопровода, протяженность представлены в таблице 1.3.1

Таблица 1.3.1

Промысловые трубопроводы Месторождение Нского месторождения

					Характеристика объекта исследования	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Наименование участка	Номинальный диаметр (DN), мм	Категория трубопровода	Протяженность участка, м
Нефтегазосборные трубопроводы			
Куст7- Т9а	500	II	1540
Т9а – Т8	500	II	4650
Т8 – Т1	500	II	4000
Куст1 - Т9	300	II	300
Куст9 - Т8	400	II	200
Куст3 – Т11	400	II	570
Куст4 – Т10	300	II	1660
Т11 – Т10	400	II	1060
Т10 – Т9а	500	II	2600

Для производства обслуживания и ремонта трубопроводов, переключения потоков, а также уменьшения отрицательного воздействия на окружающую среду в случае аварии, предусмотрена установка запорной арматуры.

Для проведения очистки и диагностики внутренней полости нефтегазосборных трубопроводов предусмотрено устройство узлов запуска и приема очистных и диагностических средств (СОД). Узлы пуска, приема СОД располагаются на кустовых площадках, в точках врезки трубопроводов от кустовых площадок в сборный коллектор, в местах изменения диаметра сборных коллекторов, а также на подходе к площадке УПН.

Для защиты системы нефтегазосбора от коррозии на кустовых площадках предусмотрена подача в нефтесборные коллектора ингибитора коррозии СОНКОР-9011 по ТУ 2415-028-00151816-2004 по технологии постоянного дозирования из блоков БДР.

Физико-химические свойства ингибитора коррозии приведены в таблице 1.3.2

Таблица 1.3.2

Физико-химические показатели ингибитора коррозии СОНКОР-9011

					Характеристика объекта исследования	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Наименование показателя	Норма	Метод анализа
Внешний вид	Однородная прозрачная жидкость от светло-коричневого до темно-коричневого цвета	По 5.3 ТУ
Кинематическая вязкость при минус 40°С, мм ² /с (сСт)	не более 500	По ГОСТ 33 и по п.5.4 ТУ
Кинематическая вязкость при 20°С, мм ² /с (сСт)	не более 25	По ГОСТ 33 и по п.5.4 ТУ
Температура застывания, °С	не выше минус 50	По ГОСТ 20287 и по п.5.5 ТУ
Плотность при 20°С, кг/м ³	0,850	По ГОСТ 18995.1, раздел 1
Защитное действие методом Bubble Test (Пузырьковый тест) при дозировке ингибитора коррозии 15-25 мг/л, %	не менее 90	По п.5.6 ТУ
Аминовое число, мг HCl/г, не менее	15	По п.5.7 ТУ

Тип ингибиторов уточняется в процессе эксплуатации в зависимости от физико-химических параметров продукции скважин на данный период

Для осуществления процесса коррозионного мониторинга на нефтегазосборных трубопроводах установлены электронные узлы контроля коррозии производства компании «Rohrback Cosasco Systems - ультразвуковые устройства типа «Ultrasong» и устройства типа «Microsong», работа которых основана на принципе линейной поляризации.

Устройства «Ultrasong» установлены на участках промысловых трубопроводов ограниченных узлами СОД, в наиболее низких местах прохождения трассы трубопроводов с учетом рельефа местности.

Для компенсации тепловых потерь, защиты от замерзания и поддержания температуры продукта в трубопроводах применена система электрического обогрева.

В системах обогрева применены:

- саморегулирующийся нагревательный кабель;

					Характеристика объекта исследования	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

- система «скин-эффект».

Надземные технологические трубопроводы, арматура на кустовых площадках, камеры приема и запуска СОД, линейная запорная арматура, трубопроводы в обвязке узлов приема и запуска СОД обогреваются саморегулирующимися кабелями.

Промысловые трубопроводы обогреваются системой «скин-эффект» или кабелем постоянной мощности.

Гидравлические расчеты системы нефтесбора и системы ППД выполнены с помощью программного комплекса PIPESIM. В регламенте приведены расчетные технологические параметры работы промысловых трубопроводов (давление, температура).

Приемная распределительная гребенка в точке Т.1.

Распределительная гребенка служит для приема нефтегазовой эмульсии с северных и южных кустов скважин и сбора в два коллектора DN600 с точкой подключения на УПН «Месторождение Н». Представляет собой ряд трубопроводов с возможностью регулирования посредством запорной арматуры подключение и распределение потоков от кустовых скважин в два нефтесборных коллектора.

Приемная распределительная гребенка оборудована дренажной ёмкостью, служащей для сбора нефтегазовой эмульсии после электроприводной арматуры отключающей потоки с северных и южных кустов скважин. Опорожнение дренажной ёмкости выполняется погружным насосом в нефтегазосборные трубопроводы, также предусмотрена возможность откачки из ёмкости передвижными средствами.

Технические решения по прокладке.

Нефтегазопроводы от кустов №№ 1,3,4,7,9 прокладываются надземным способом, на общих опорах с высоконапорными водоводами ППД.

Прокладка трубопроводов на общей эстакаде предусмотрена с компенсацией продольных деформаций, возникающих при изменении температуры и давления, за счет применения П-образных компенсаторов, а

					<i>Характеристика объекта исследования</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		

также поворотов трассы трубопровода.

Для обеспечения прохождения очистных и диагностических устройств отводы компенсаторов выполнены радиусом гнутья $R=5DN$. В конце и начале каждого температурного блока установлены неподвижные опоры.

Основной частью неподвижной опоры является катушка с патрубком, к патрубку приваривается футляр-втулка с помощью опорного кольца и усиливающих косынок. К футляру приваривается опорная часть, которая крепится на шарнирах к строительной конструкции. Регулировка угла наклона катушки в сборе при монтаже допускается от 0° до 7° .

В пространстве между футляром и патрубком производится монтаж трубок для системы Скин-эффекта, после чего оставшееся пространство заполняется пенополиуретаном.

Конструкция подвижных опор обеспечивает регулировку угла наклона трубопровода при монтаже от 0° до 16° . Крепление трубопровода к ложементу опоры осуществляется с помощью металлических хомутов.

На всем протяжении промышленные трубопроводы пересекают ряд естественных и искусственных препятствий: реки, ручьи, автомобильные дороги, ВЛ.

Ведомость водных преград, пересекаемых трубопроводами представлена в таблице 3.6. Ведомость пересечений трубопроводов с автодорогами представлена в таблице 3.7, с ВЛ – в таблице 3.8.

Промышленные трубопроводы пересекают р. Кочо, несколько ручьев и озер. Прокладка трубопроводов на малых водных переходах выполнена надземным способом в одну нитку.

Для двух нефтегазопроводов DN500 и высоконапорных водоводов DN300 и DN200 предусмотрен мостовой переход через реку Кочо. Расстояние от низа пролетного строения перехода до наивысшего горизонта ледохода принято не менее 0,5 м. На обоих берегах р. Кочо за пределами 10 % ГВВ и уровня ледохода установлена отключающая электроприводная арматура с дистанционным управлением.

					Характеристика объекта исследования	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Все переходы через автодороги выполнены подземным способом с установкой защитного кожуха. Для наблюдения за вертикальными деформациями грунтов основания защитного футляра на торцах кожуха предусмотрено крепление глубинной грунтовой деформационной марки (ГГДМ). Для осуществления контроля положения ГГДМ в 5 м от оси трубопровода в районе перехода через автомобильную дорогу устанавливается глубинный репер.

В местах пересечения промысловых трубопроводов с воздушными линиями электропередачи (ВЛ) выполнено защитное ограждение, исключающее попадание на трубопроводы проводов при их обрыве, или необорванных проводов при падении опор.

На протяжении своего следования трубопроводы пересекают как коридоры трубопроводов, так и одиночные трубопроводы. Все пересечения выполнены в соответствии с требованиями нормативно-технической документации.

Таблица 1.3.3

Ведомость водных преград, пересекаемых трубопроводами

Пикет пересечения	Наименование водотока	Урез воды, м	Глубина в межень, м	Ширина в межень, м	Способ прокладки	Диаметр защитного кожуха, мм	
						Нефтегазопровод	Водовод
Участок Т.11-Т.1							
8+13,9	непостоянный водоток	-	-	-	-	-	-
8+22,17	ручей	59,37	0,8	4,6	Надземный	-	-
10+99.4	река Кочо	13.54	0.40	7.3		-	-
63+49.9	ручей пересыхающий	-	0.20	7.3		-	-
63+89.6	ручей пересыхающий	-	0.20	7.3		-	-

Характеристика объекта исследования

Лист

Изм. | Лист | № докум. | Подпись | Дата

68+14.4	ручей пересыхаю щий	-	0.20	8.6		-	-
---------	---------------------------	---	------	-----	--	---	---

Таблица 1.3.4

Ведомость пересечений трубопроводов с автодорогами

пикет пересече ния по трассе	Наименование дороги	Покрывтие дороги	Категория дороги	Диаметр и толщина стенки защитного кожуха нефтегазопровода, мм	Диаметр и толщина стенки защитного кожуха высоконапорного водовода, мм	Длина защитног о кожуха, м
Участок Т.11-Т.1						
0+34.15	Проектируемая автодорога к Кусту №3	щебень	IVв	1020x8	820x7	18
				820x7	720x7	
9+95	Автодорога база МТР-Куст №1	песок	IVв	1020x8	820x7	18
				1020x8	720x7	
					720x7	
30+63	Автодорога Куст №7 - Куст №9	песок	IVв	1020x8	820x7	20
				1020x8	720x7	
					720x7	
5+03	Автодорога Куст №7-Куст №9	песок	V	1020x8	720x7	23.2
				1020x8	720x7	
					720x7	
57+84	Автодорога Куст №9-УПН	песок	IV	1020x8	-	18
				1020x8		
66+68	Проектируемая автодорога к южным кустам	-	-	1020x8	-	22
				1020x8		
70+75	Проектируемая автодорога к Кусту №6А	-	-	1020x8	-	22
				1020x8		
0+51.61	Проектируемая автодорога к	-	-	-	720x7 720x7	22

					Характеристика объекта исследования		Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата			

пикет пересечения по трассе	Наименование дороги	Покрытие дороги	Категория дороги	Диаметр и толщина стенки защитного кожуха нефтегазопровода, мм	Диаметр и толщина стенки защитного кожуха высоконапорного водовода, мм	Длина защитного кожуха, м
	полигону отходов				820x7	

Таблица 1.3.5

Ведомость пересечений трубопроводов с ВЛ

Пикет пересечения	Наименование линий, Напряжение	Высота прокладки трубопровода, (до нижней образующей), м
Участок Т.11-Т.1		
ПК 26+45,37	ВЛ 35 кВ	3,3
ПК 27+11,55	ВЛ 35 кВ	3,0
ПК 27+45,53	ВЛ 35 кВ	3,1
ПК 5+28.93	каб. 0.4 кВ	2,9
ПК 64+62	ВЛ 35 кВ	2,7
ПК 68+94,13	ВЛ 110 кВ	2,5
ПК 69+78,6	ВЛ 35	2,0
ПК 70+18,67	ВЛ 6 кВ	2,0
ПК 70+30.68	ВЛ1 10 кВ	2,2
ПК 70+42,69	ВЛ2 30 кВ	2,2
Участок К4-Т.10		
ПК 11+32,96	ВЛ 6 кВ	2,6
ПК 11+44,96	ВЛ 6 кВ	2,6

				Характеристика объекта исследования		Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Техническая характеристика промышленных трубопроводов

Трубы и фасонные изделия.

Для строительства промышленных трубопроводов, узлов запуска и приема СОД применены трубы в северном исполнении из низколегированной стали с содержанием хрома не менее 0,5%, класса прочности К52. Минимально допустимые значения ударной вязкости соответствуют требованиям Положения Компании ОАО «НК «Компания Н» №П1-01.05 Р-0107.

Толщина стенок, диаметр и механические свойства используемых труб представлены в таблице 1.3.6

Таблица 1.3.6

Параметры используемых труб

Номинальный диаметр, мм	Наружный диаметр, мм	Толщина стенки, мм	Класс прочности	Марка стали	Эквивалент по углероду	Содержание хрома, %	Временное сопротивление разрыву, Н/мм ²	Предел текучести, Н/мм ²	Среднеарифметические значения ударной вязкости КСЧ-60С. Дж/см ² (кгс·м/см ²), по испытаниям трех образцов	
									для основного металла	для сварных соединений
Нефтегазопроводы										
300	325	7	К 52	13ХФА	0,43	0,5-0,7	510	372	39,2 (4,0)	-
400	426	8								
500	530	9	К 52	13ХФА	0,43	0,5-0,7	510	372	39,2 (4,0)	39,2 (4,0)

Соединительные детали трубопроводов (отводы, переходы, тройники) выполнены из стали, аналогичной стали для труб нефтегазопроводов. Для основного металла соединительных деталей трубопроводов ударная вязкость на продольных образцах КСЧ при температуре испытания минус 60°С составляет не менее 98 Дж/см² (кгс·м/см²).

					Характеристика объекта исследования		Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата			

Трубы и фитинги линейных трубопроводов выполнены в заводской антикоррозионной и тепловой изоляции с заводской установкой скин-нагревателей для устройства «скин-эффекта».

Состав заводского антикоррозионного и теплогидроизоляционного покрытия труб и фасонных изделий:

- первый слой – антикоррозионное эпоксидное покрытие толщиной $\delta = 0,35$ мм, в соответствии с ГОСТ Р 51164-95, таблица 1, конструкция №4;
- второй слой – теплоизоляционное покрытие из жесткого заливочного пенополиуретана плотностью в ядре теплоизоляционного слоя не менее 60 кг/м³ толщиной 10мм;
- защитная оболочка – сталь тонколистовая оцинкованная, толщиной 0,8мм.

Для трубопроводов, прокладываемых подземным способом, в качестве защитного слоя применяется металлополимерная оболочка.

Антикоррозионная защита сварных стыков выполнена манжетами термоусаживающимися «Тиал-М».

Для теплогидроизоляции сварных стыков трубопроводов надземной прокладки, совмещенных улов поворота трубопроводов используются маты минералловатные «ТЕХМАТ» в два слоя и защитная оболочка из тонколистовой оцинкованной стали толщиной 0,8мм.

Для теплогидроизоляции сварных стыков трубопроводов подземной прокладки используются сегменты из «Пеноплекса-45» толщиной 100мм, термоусаживающаяся манжета ТИАЛ-М с замковой пластиной ТИАЛ-ЗП, кожух из металлополимерной оболочки, адгезивная лента ТИАЛ-ЗП для герметизации краевых зон кожуха.

Антикоррозионная наружная изоляция трубопроводов на площадках СОД выполнена с применением грунтовок ЦИНОТАН в два слоя, толщиной 100мкм и покровного слоя ФЕРРОТАН, толщиной 100мкм.

Теплоизоляции камер запуска и приема СОД, трубопроводов диаметром 400 мм и 500 мм площадок СОД выполнена матами минераловатными "ТЕХ МАТ" в два слоя; трубопроводов условным

					Характеристика объекта исследования	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

диаметром от 80 мм до 300 мм включительно - матами минераловатными "ТЕХ МАТ" в один слой.

В качестве покровного слоя применена сталь тонколистовая оцинкованная толщиной 0,5мм - 0,8мм.

Запорная арматура

Для разделения и переключения потоков транспортируемой среды для производства обслуживания и ремонта, а так же с целью уменьшения отрицательного воздействия трубопроводов на окружающую среду, на трубопроводах установлена запорная арматура.

Запорная арматура принята на технологические параметры трубопровода (рабочее давление, диаметр) в соответствии с перекачиваемой средой и соответствует климатическому исполнению района строительства.

В качестве запорной арматуры используются:

на нефтегазопроводах - краны шаровые полнопроходные фланцевые и задвижки клиновые полнопроходные фланцевые, как с электроприводом, так и с ручным управлением:

Электроприводы запорной электроприводной арматуры выполнены во взрывозащищенном исполнении.

Вся запорная арматура выполнена в надземном исполнении, соответствует классу герметичности «А» по ГОСТ Р 54808-2011, климатическое исполнение ХЛ1.

Установленная на трубопроводах арматура имеет сертификаты соответствия требованиям решения комиссии таможенного союза ЕЭС от 18.10.2011г. №823 Технического регламента Таможенного союза «О безопасности машин и оборудования» (ТР ТС 010/2011)

Запорная арматура имеет заводское антикоррозионное покрытие. Теплоизоляционное покрытие выполнено матрацами из матов теплоизоляционных "ТЕХ МАТ" из минеральной ваты в ткани конструкционной Т-23Р из стеклянных крученых нитей в два слоя. В качестве покровного слоя принята сталь тонколистовая оцинкованная толщиной 1,0мм.

					Характеристика объекта исследования	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Для создания безопасных условий труда на узлах линейной запорной арматуры предусмотрены надземные стационарные металлические площадки обслуживания в ограждении из металлической сетки.

Запорная арматура трубопроводов имеет указатели, показывающие положение штока: "Открыто", "Закрыто".

Узлы запуска и приема средств очистки и диагностики

Для восстановления пропускной способности нефтегазопроводов, удаления механических примесей, парафиноотложений, скоплений воды, предупреждения отказов и продления срока службы, а так же проведения внутритрубной диагностики на нефтегазосборных трубопроводах установлены узлы запуска и приема средств очистки и диагностики (СОД).

Камеры пуска и приема СОД установлены на площадках из металлических конструкций, установленных на свайных фундаментах. Для сбора водонефтяной эмульсии основание под площадкой оборудовано поддоном.

Площадки имеют ограждение из металлической сетки высотой не менее 2.2м.

Для опорожнения камер, узлы запуска и приема СОД оборудованы надземными горизонтальными дренажными емкостями объемом 5 и 8 м³. Емкости выполнены с внутренним и наружным заводским антикоррозионным покрытием, оборудованы погружными электронагревателями. Исполнение емкостей соответствует климатическому исполнению ХЛ1.

Емкость дренажная объемом 8 м³ оборудована погружным насосом ВНД 121,5/250 для обеспечения возможности откачки нефти из емкости в нефтегазопровод. Откачка нефти из емкости 5м³ осуществляется с помощью передвижных средств.

Для извлечения и запасовки очистных и диагностических устройств камеры оборудованы грузоподъемными механизмами.

Камеры запуска и приема СОД и СО рассчитаны на работу под давлением 4,0 МПа, и соответствуют климатическому исполнению ХЛ1 по

ГОСТ 15150-69* (минимальная температура окружающей среды до минус 60 °С).

Количество и характеристики оборудования, установленного на узлах запуска и приема СОД, представлены в таблице 1.3.7

Таблица 1.3.7

Количество и характеристики оборудования, установленного на узлах запуска и приема средств очистки и диагностики

Местоположение узла запуска, приема СОД	Условный диаметр камеры запуска КЗ (камеры приема КП)	Давление рабочее, МПа	Количество, шт	Дренажная емкость, объем, м3
Узел запуска СОД на площадке куста скважин №3	КЗ 400	2,5	1	5
Узел запуска СОД на площадке куста скважин №4	КЗ 300	2,5	1	5
Узел приема СОД в Т.10 от КЗ	КП 400	2,5	1	5
Узел приема-запуска СОД в Т.10 от К4	КП 300	2,5	1	8
	КЗ 500	2,5	1	
Узлы приема СОД в Т.1	КП 500	2,5	1	8
	КП 500	2,5	1	

Стенд для опытно-промышленных испытаний трубных сталей

В составе промышленных трубопроводов на площадке приема СОД от куста № 3 и на камере запуска с куста №7 предусмотрен стенд для длительных опытно-промышленных испытаний стальных трубных образцов различных вариантов изготовления в условиях воздействия реальных сред, механических и других факторов.

Испытательный стенд представляет собой конструкцию проточного

типа, состоит из последовательно соединенных испытываемых трубных катушек типа «фланец-труба-фланец», включенных в линию основного промышленного трубопровода.

Главные составляющие стенда – основная и байпасная линии. На первой смонтированы образцы испытываемых труб в виде катушек типа «фланец-труба-фланец», запорные устройства. Вторая – предназначена для обеспечения непрерывности работы нефтепровода (для пропуска рабочей среды) при закрытии основной линии в период съема-установки трубных образцов.

При закрытии основной линии нефтегазопровода в период съема-установки трубных образцов, функцию байпасной линии выполняет камера СОД, на площадке которой установлен стенд.

Стенд оборудованы электрообогревом в теплоизоляции.

Стенд оборудованы патрубками с задвижками для слива среды в передвижную емкость и отбора проб для анализов, манометрами, системой отвода ливневых вод в дренажный колодец, а также площадками для удобства обслуживания узлов стенда.

Защита трубопроводов от внутренней коррозии. Коррозионный мониторинг трубопроводов

Защита от коррозии трубопроводов на стадии эксплуатации может быть обеспечена следующими мероприятиями:

- созданием антикоррозионного режима транспортирования продукции скважин;
- своевременным прогнозированием аварий и выбраковкой участков трубопроводов, пораженных коррозией;
- ингибированием;
- регулярным контролем агрессивности продукции скважин, режима течения, скорости коррозии.

Скорость коррозии зависит как от химического состава растворенных в воде солей и газов, так и от гидродинамического режима течения жидкости.

					Характеристика объекта исследования	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Для предотвращения коррозии внутренней полости нефтегазосборных трубопроводов Месторождение Нского месторождения кустовых площадок №№2,3,4, проектной документацией для строительства предусмотрены следующие мероприятия:

- нефтегазосборные трубопроводы построены из стальных труб повышенной коррозионной стойкости и хладостойкости;
- очистка внутренней полости трубопроводов;
- непрерывная дозированная подача ингибиторов коррозии в нефтесборные коллектора от блока дозирования химреагентов БДР

В случае низкой эффективности ингибиторной защиты, подбор ингибитора коррозии, технология ингибиторной защиты (метод постоянного дозирования, периодическое дозирование, ударными обработками), оптимальная дозировка ингибитора коррозии должны выбираться по результатам опытно-промысловых испытаний и уточняться в процессе эксплуатации защищаемого трубопровода.

На все используемые химические реагенты должны быть оформлены паспорта безопасности. Данная информация должна быть доступна всему персоналу.

Для организации мониторинга коррозии нефтегазосборных трубопроводов с целью определения эффективности ингибиторной защиты предусмотрена установка систем контроля коррозии фирмы Rohrbach Cosasco Systems – Ultracorr и Microcorr. Конфигурация систем предусматривает постоянное накопление и периодическое снятие информации персоналом с использованием портативного прибора для сбора данных.

В наиболее низких местах прохождения трубопровода с учётом рельефа местности установлены датчики ультразвуковой системы Ultracorr, перед узлами приема СОД установлены датчики системы Microcorr и образца-свидетеля коррозии (ОСК).

Конструкция системы обеспечивает установку и извлечение зонда в условиях прохождения технологического процесса, без его остановки на время

					Характеристика объекта исследования	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

пропуска по трубопроводу очистного или диагностического снаряда, возможность эксплуатации при заданных рабочих давлениях трубопровода и отбора проб транспортируемой жидкости.

Коррозионный мониторинг нефтегазосборных трубопроводов обеспечивает их долговременную и безаварийную эксплуатацию.

Места установки датчиков систем контроля коррозии на участках нефтегазопроводов приведены в таблице 1.3.8

Таблица 1.3.8

Места установки датчиков систем контроля коррозии

Наименование участка	Номинальный диаметр DN, мм	Место установки датчика ULTRACORR	Место установки датчика MICROCORR
К3 -Т.10	400	ПК 1+97.4	-
К4 – Т.10	300	ПК 13+46.89	ПК 13+46.39
Т.10 – Т.1	500	-	ПК 73+47

Защита трубопровода от парафиноотложений и солеотложений.

Для защиты трубопроводов от отложений парафинов и солеотложений предусмотрена подача ингибиторов в выкидные шлейфы от добывающих скважин с помощью мобильных дозировочных блоков УДРВ. Применение ингибиторов парафиноотложения и солеотложения осуществляется по мере необходимости в зависимости от физико-химических свойств продукции скважин на данный период:

- ингибитор солеотложения СНПХ 5312-С, СНПХ 5312-Т по ТУ 2458-261-05765670-2007;
- ингибитор парафиноотложения РАО 85641 на основе толуола 60% -100%.

Физико-химические свойства ингибитора солеотложения СНПХ 5312 представлены в таблице 1.3.9

Таблица 1.3.9

Физико-химические показатели ингибитора солеотложения СНПХ 5312

					Характеристика объекта исследования	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Наименование показателя	Норма для марок		Метод анализа
	СНПХ 5312-С	СНПХ 5312-Т	
Внешний вид	Однородная жидкость от бесцветного до темно-коричневого цвета		По 5.3 ТУ
Концентрация водородных ионов рН	1,0 – 1,8	5,5-7,5	По 5.5 ТУ
Плотность при 20°С, кг/м ³	1080-1170	1080-1130	По ГОСТ 18995.1, раздел 1
Температура застывания, °С	не выше минус 40	не выше минус 45	По 5.4 ТУ
Эффективность ингибирования осадкообразования сульфата кальция в % при концентрации 20 мг/дм ³	80	80	По МВИ Свидетельство №3000 6-06 и по 5.6 ТУ

1.4 Нормы технологического режима

Основным качественным технологическим показателем эксплуатации промысловых газонефтепровод является давление.

Проверка манометров осуществляется специализированными службами.

Температура продукта поддерживается с помощью контуров электрообогрева, управление которыми осуществляется соответствующими шкафами управления на базе контроллеров

В таблице 1.4 представлены нормы технологического режима работы нефтегазопровода по узлам СОД и узлам шаровых кранов.

Таблица 1.4

Нормы технологического режима

					Характеристика объекта исследования	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

№	Наименование стадий процесса, аппараты, показатели режима	Номер позиции прибора на схеме	Единица измерения	Допускаемые пределы технологических параметров	Требуемый класс точности измерительных приборов	Примечание
1	Площадка узла запуска СОД на площадке куста скважин №7, 4, 3					
1.1	Давление во входном трубопроводе камеры запуска СОД КЗСОД-1	703110-PI-01103 703110-PIГ-01103	МПа	0,8 – 4,0 0,8 – 4,0	1,0 приведенная погрешность ±0,5 %	* **
1.2	Давление в выходном трубопроводе камеры запуска СОД КЗСОД-1	703110-PI-01102 703110-PIГ-01102	МПа	0,8 – 4,0 0,8 – 4,0	1,0 приведенная погрешность ±0,5 %	* **
1.3	Температура перекачиваемой среды	703110-TIT-01101	°С	0 - 20	абсолютная погрешность ±1,0 °С	**
1.4	Давление в камере запуска СОД КЗСОД-1	703110-PI-01101 703110-PIГ-01101	МПа	0,8 – 4,0 0,8 – 4,0	1,0 приведенная погрешность ±0,5 %	* **
1.5	Уровень в дренажной емкости РГН-1	703110-LIT-02501	мм	400 – 1600 от дна	абсолютная погрешность ± 5,0 мм	**
2	Узел приема СОД в Т.10 от КЗ					
2.1	Давление во входном трубопроводе камеры приема СОД КПСОД-1	760113-PI-00101 760113-PIГ-00101	МПа	0,8 – 4,0 0,8 – 4,0	1,0 приведенная погрешность ±0,5 %	* **
2.2	Давление в выходном трубопроводе камеры приема СОД КПСОД-1	760113-PI-00102 760113-PIГ-00102	МПа	0,8 – 4,0 0,8 – 4,0	1,0 приведенная погрешность ±0,5 %	* **
2.3	Температура перекачиваемой среды	760113-TIT-00101	°С	0 - 20	абсолютная погрешность ±1,0 °С	**
2.4	Давление в камере приема СОД КПСОД-1	760113-PI-01101 760113-PIГ-01101	МПа	0,8 – 4,0 0,8 – 4,0	1,0 приведенная погрешность ±0,5 %	* **

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

Характеристика объекта исследования

Лист

№	Наименование стадий процесса, аппараты, показатели режима	Номер позиции прибора на схеме	Единица измерения	Допускаемые пределы технологических параметров	Требуемый класс точности измерительных приборов	Примечание
2.5	Уровень дренажной емкости РГН-5	760113-LIT-02501	мм	400 – 1600 от дна	абсолютная погрешность ± 5,0 мм	**
3	Узел приема-запуска СОД в Т.10 от К4					
3.1	Давление в входном трубопроводе камеры приема СОД КПСОД-1	760114-PI-00101	МПа	0,8 – 4,0	1,0 приведенная погрешность ±0,5 %	*
		760114-PI-00101		0,8 – 4,0		**
3.2	Давление в выходном трубопроводе камеры приема СОД КПСОД-1	760114-PI-00103	МПа	0,8 – 4,0	1,0 приведенная погрешность ±0,5 %	*
		760114-PI-00103		0,8 – 4,0		**
3.3	Давление в трубопроводе после задвижки 760114-MOV-00101	760114-PI-00102	МПа	0,8 – 4,0	1,0 приведенная погрешность ±0,5 %	*
		760114-PI-00102		0,8 – 4,0		**
3.4	Температура перекачиваемой среды	760114-TIT-00101	°С	0 - 20	абсолютная погрешность ±1,0 °С	**
3.5	Давление в камере приема СОД КПСОД-1	760114-PI-01101	МПа	0,8 – 4,0	1,0 приведенная погрешность ±0,5 %	*
		760114-PI-01101		0,8 – 4,0		**
3.6	Давление в входном трубопроводе камеры запуска СОД КЗСОД-1	760114-PI-00103	МПа	0,8 – 4,0	1,0 приведенная погрешность ±0,5 %	*
		760114-PI-00103		0,8 – 4,0		**
3.7	Давление в выходном трубопроводе камеры запуска СОД КЗСОД-1	760114-PI-00104	МПа	0,8 – 4,0	1,0 приведенная погрешность ±0,5 %	*
		760114-PI-00104		0,8 – 4,0		**
3.8	Давление в трубопроводе после задвижки 760114-MOV-00108	760114-PI-00105	МПа	0,8 – 4,0	1,0 приведенная погрешность ±0,5 %	*
		760114-PI-00105		0,8 – 4,0		**

Характеристика объекта исследования

Лист

Изм. Лист № докум. Подпись Дата

№	Наименование стадий процесса, аппараты, показатели режима	Номер позиции прибора на схеме	Единица измерения	Допускаемые пределы технологических параметров	Требуемый класс точности измерительных приборов	Примечание
3.9	Температура перекачиваемой среды	760114-TIT-00102	°С	0 - 20	абсолютная погрешность ±1,0 °С	**
3.10	Давление в камере запуска КОД КЗСОД-1	760114-PI-01102	МПа	0,8 – 4,0	1,0	*
		760114-PI-01102		0,8 – 4,0	приведенная погрешность ±0,5 %	**
3.11	Давление на выкиде насоса Н-1 дренажной емкости РГН-1	760114-PI-01501	МПа	0,9 – 4,0	1,0	*
		760114-PI-01501		0,9 – 4,0	приведенная погрешность ±0,5 %	**
3.12	Температура дренажной емкости РГН-1	760114-TIT-01501	°С	0 - 20	абсолютная погрешность ±1,0 °С	**
3.13	Уровень дренажной емкости РГН-1	760114-LIT-01501	мм	400 – 1700 от дна	абсолютная погрешность ± 5,0 мм	**
8	Узлы приема СОД в Т.1					
8.1	Давление в входном трубопроводе камеры приема СОД КПСОД-1	760126-PI-01101	МПа	0,8 – 4,0	1,0	*
		760126-PI-01101		0,8 – 4,0	приведенная погрешность ±0,5 %	**
8.2	Давление в выходном трубопроводе камеры приема СОД КПСОД-1	760126-PI-01102	МПа	0,8 – 4,0	1,0	*
		760126-PI-01102		0,8 – 4,0	приведенная погрешность ±0,5 %	**
8.3	Температура перекачиваемой среды	760126-TIT-01101	°С	0 - 20	абсолютная погрешность ±1,0 °С	**
8.4	Давление в камере приема СОД КПСОД-1	760126-PI-01101	МПа	0,8 – 4,0	1,0	*
		760126-PI-01101		0,8 – 4,0	приведенная погрешность ±0,5 %	**
8.5	Давление в входном трубопроводе камеры приема СОД КПСОД-2	760126-PI-02101	МПа	0,8 – 4,0	1,0	*
		760126-PI-02101		0,8 – 4,0	приведенная погрешность ±0,5 %	**
<i>Характеристика объекта исследования</i>						<i>Лист</i>
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

№	Наименование стадий процесса, аппараты, показатели режима	Номер позиции прибора на схеме	Единица измерения	Допускаемые пределы технологических параметров	Требуемый класс точности измерительных приборов	Примечание
8.6	Давление в выходном трубопроводе камеры приема СОД КПСОД-2	760126-PI-02102	МПа	0,8 – 4,0	1,0 приведенная погрешность ±0,5 %	*
		760126-PIГ-02102		0,8 – 4,0		**
8.7	Температура перекачиваемой среды	760126-TIT-02101	°С	0 - 20	абсолютная погрешность ±1,0 °С	**
8.8	Давление в камере приема СОД КПСОД-2	760126-PI-02101	МПа	0,8 – 4,0	1,0 приведенная погрешность ±0,5 %	*
		760126-PIГ-02101		0,8 – 4,0		**
8.9	Давление на выкиде насоса Н-1 дренажной емкости РГН-1	760126-PI-03501	МПа	0,8 – 4,0	1,0 приведенная погрешность ±0,5 %	*
		760126-PIГ-03501		0,8 – 4,0		**
8.10	Температура дренажной емкости РГН-1	760126-TIT-03501	°С	0 - 20	абсолютная погрешность ±1,0 °С	**
8.11	Уровень дренажной емкости РГН-1	760126-LIT-03501	мм	400 – 1700 от дна	абсолютная погрешность ± 5,0 мм	**
10	Нефтегазопровод участок Т.10 – Т.1					
10.1	Узел запорной арматуры на правом берегу р.Кочо на ПК 6+32,00					
10.1.1	Давление до шарового крана 760230-MOV-00101	760120-PI-00101	МПа	0,8 – 4,0	1,0 приведенная погрешность ±0,5 %	*
		760120-PIГ-00101		0,8 – 4,0		**
10.1.2	Давление после шарового крана 760230-MOV-00101	760120-PI-00102	МПа	0,8 – 4,0	1,0 приведенная погрешность ±0,5 %	*
		760120-PIГ-00102		0,8 – 4,0		**
10.2	Узел запорной арматуры на правом берегу р.Кочо на ПК 6+48,00					
10.2.1	Давление до шарового крана 760230-MOV-00102	760120-PI-00103	МПа	0,8 – 4,0	1,0 приведенная погрешность ±0,5 %	*
		760120-PIГ-00103		0,8 – 4,0		**

Характеристика объекта исследования

Лист

Изм. Лист № докум. Подпись Дата

№	Наименование стадий процесса, аппараты, показатели режима	Номер позиции прибора на схеме	Единица измерения	Допускаемые пределы технологических параметров	Требуемый класс точности измерительных приборов	Примечание
10.2.2	Давление после шарового крана 760230-MOV-00102	760120-PI-00104 760120-PIТ-00104	МПа	0,8 – 4,0 0,8 – 4,0	1,0 приведенная погрешность ±0,5 %	* **
10.3	Узлы запорной арматуры на левом берегу р.Кочо на ПК 11+73,00					
10.3.1	Давление до шарового крана 760230-MOV-00103	760121-PI-00101 760121-PIТ-00101	МПа	0,8 – 4,0 0,8 – 4,0	1,0 приведенная погрешность ±0,5 %	* **
10.3.2	Давление после шарового крана 760230-MOV-00103	760121-PI-00102 760121-PIТ-00102	МПа	0,8 – 4,0 0,8 – 4,0	1,0 приведенная погрешность ±0,5 %	* **
10.3.3	Давление до шарового крана 760230-MOV-00104	760121-PI-00103 760121-PIТ-00103	МПа	0,8 – 4,0 0,8 – 4,0	1,0 приведенная погрешность ±0,5 %	* **
10.3.4	Давление после шарового крана 760230-MOV-00104	760121-PI-00104 760121-PIТ-00104	МПа	0,8 – 4,0 0,8 – 4,0	1,0 приведенная погрешность ±0,5 %	* **
10.4	Узел охранной арматуры на ПК 54+95,00					
10.4.1	Давление до шарового крана 760234-MOV-00101	760124-PI-00101 760124-PIТ-00101	МПа	0,8 – 4,0 0,8 – 4,0	1,0 приведенная погрешность ±0,5 %	* **
10.4.2	Давление после шарового крана 760234-MOV-00101	760124-PI-00102 760124-PIТ-00102	МПа	0,8 – 4,0 0,8 – 4,0	1,0 приведенная погрешность ±0,5 %	* **
10.5	Узел охранной арматуры на ПК 55+11,00					
10.5.1	Давление до шарового крана 760234-MOV-00102	760124-PI-00103 760124-PIТ-00103	МПа	0,8 – 4,0 0,8 – 4,0	1,0 приведенная погрешность ±0,5 %	* **

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

Характеристика объекта исследования

Лист

№	Наименование стадий процесса, аппараты, показатели режима	Номер позиции прибора на схеме	Единица измерения	Допускаемые пределы технологических параметров	Требуемый класс точности измерительных приборов	Примечание
10.5.2	Давление после шарового крана	760124-PI-00104	МПа	0,8 – 4,0	1,0	*
	760234-MOV-00102	760124-PIГ-00104		0,8 – 4,0	приведенная погрешность $\pm 0,5$ %	**

*-показания по месту;

**-показания по месту и в операторной.

С вводом новых скважин в эксплуатацию или выводом их из эксплуатации в соответствии с динамикой добычи жидкости и закачки воды на месторождении и графиком действующего фонда скважин может происходить изменение производительности нефтепровода. Объем транспортируемой продукции оценивается диспетчером РИТС по показаниям замерных установок, расположенных на кустовых площадках. Изменение давления в промысловом трубопроводе должно соответствовать изменениям объемов перекачиваемой продукции и не превышать принятого проектного рабочего давления.

1.5 Контроль технологического процесса

Контроль технологических параметров, технологического состояния основного и вспомогательного оборудования, систем контроля текущего положения запорной арматуры выполняет Диспетчерская служба.

Объектами контроля и автоматизации нефтегазопровода являются:

- площадка узла запуска СОД на площадке куста скважин №3;
- площадка узла запуска СОД на площадке куста скважин №7;
- площадка узла запуска СОД на площадке куста скважин №4;
- узел приема СОД в Т.10 от К3;
- узел приема-запуска СОД в Т.10 от К4;
- узлы приема СОД в Т.1;

					Лист
Характеристика объекта исследования					
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	

- узел запорной арматуры на левом берегу р.Большая Хета на ПК 9+77,00;
- узел запорной арматуры на правом берегу р.Большая Хета на ПК 35+03,20;
- узел запорной арматуры на правом берегу р.Кочо на ПК 6+32,00;
- узел запорной арматуры на правом берегу р.Кочо на ПК 6+48,00;
- узлы запорной арматуры на левом берегу р.Кочо на ПК 11+73,00;
- узел охранной арматуры на ПК 54+95,00;
- узел охранной арматуры на ПК 55+11,00;
- блок-бокс БЛП с ПКУ;
- блок-боксы ПКУ.

1.6 Основные положения пуска и остановки технологического комплекса при нормальных условиях

Пуск и остановка участка трубопровода производится в соответствии с разработанными и утвержденными в установленном порядке мероприятиями по пуску и остановке в работу и остановке участка трубопровода.

Контроль давления при операциях заполнения, опорожнения, продувке, пуска в работу и остановке участка трубопровода осуществляется по штатным манометрам, установленных на участке (-ах) трубопровода.

Все действия оперативного персонала УЭТ по пуску и остановке участка трубопровода (а также любые операции с запорной арматурой на промысловых трубопроводах) производятся по согласованию с УДНГ, УПНиГ, УППД с последующей регистрацией в оперативной документации диспетчерских служб и оперативного персонала ЦТОЭиРТ.

Пуск и остановка трубопровода производится только в дневное время суток по наряду-допуску на газоопасные работы.

Подготовка к пуску в работу промысловых трубопроводов заключается в проверке исправности линейного оборудования (кранов и др.), средств КИПиА, проведении инструктажа производственного рабочего персонала ЦТОЭиРТ УЭТ АО «Ванкорнефть», обслуживающего трубопроводы, а также проверке наличия в обязательном порядке следующих документов:

					<i>Характеристика объекта исследования</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		

- проектной документации;
- исполнительной документации;
- акты на скрытые работы;
- актов на гидравлическое испытание вновь смонтированных трубопроводов и аппаратов;
- актов на ревизию оборудования;
- актов на испытания аварийной сигнализации, блокировок, наладки приборов КИПиА;
- актов приемочной комиссии;
- актов обкатки оборудования;
- паспортов на оборудование;
- документацию о допуске к работе обслуживающего персонала;
- плана ликвидации аварий на нефтегазопроводах;
- журнала по проверке знаний обслуживающего персонала;
- перечня обязательных инструкций;
- утвержденных мероприятий по пуску в работу промышленного трубопровода;

Непосредственно перед пуском необходимо:

- оповестить обслуживающий персонал о пуске;
- получить сигнал готовности к пуску от оператора, от дежурного электрика;
- убедиться в исправности оборудования, запорной арматуры;
- убедиться в том, что в полости трубопровода полностью отсутствует вода (влага, снег, лед). Если это не выполнено, то необходимо очистить внутреннюю полость трубопровода с помощью очистных устройств от строительного мусора, снега, льда и воды;
- проверить укомплектованность средствами защиты, пожаротушения, аварийного комплекта, технической документацией;
- произвести осмотр оборудования и коммуникаций, проверить наличие и

					Характеристика объекта исследования	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

- исправность контрольно-измерительных приборов;
- работоспособность схем сигнализаций и технологических защитных блокировок нефтегазопровода.

До запуска трубопровода, необходимо убедиться в том, что технологическая линия, по которой будет осуществляться продукта, открыта.

Для запуска промышленных трубопроводов должны быть обеспечены следующие условия:

- технологические трубопроводы кустовых площадок заполнены продукцией;
- трубопроводы линейной части промышленных трубопроводов заполнены продукцией и находятся под давлением, обеспечивающем отсутствие воздушных пробок в верхних участках трубопроводов (избыточное давление в верхних участках – не менее 0,5 кгс/см²);
- обеспечено поступление нефтегазовой смеси на площадку УПН «Месторождение Н»; подготовленной воды от блочной кустовой насосной станции БКНС, расположенной на УПН «Месторождение Н»
- обеспечен контроль и управление оборудованием кустовых площадок и линейной части трубопроводов из центрального диспетчерского пункта (РИТС), и получено подтверждение готовности к пуску трубопровода.

При выполнении пуска нефтегазопровода в дистанционном режиме для включения оборудования должны быть обеспечены условия, определенные инструкциями по эксплуатации.

Пуск нефтегазопровода в дистанционном режиме осуществляется в следующей последовательности:

По команде из РИТС проводится проверка параметров объектов нефтегазопровода, предусматриваемого к пуску:

- проверяется готовность к работе системы энергоснабжения объектов линейной части (в силовых цепях и цепях управления шаровых кранов напряжение соответствует требуемым значениям);

					Характеристика объекта исследования	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

- контролируется отсутствие избыточного давления в корпусе камер запуска, приема СОД;
- АСУБ выполняет проверку положения запорной арматуры линейной части и камер запуска, приема СОД и приводит положение запорной арматуры в соответствие требуемому режиму.

В случае, если хотя бы один из параметров, подтверждающих готовность трубопровода, планируемого к пуску, не соответствует требуемым, на мониторы диспетчера РИТС выводится сообщение о неготовности линейной части к пуску с указанием конкретного параметра.

После устранения причин, приводящих к несоответствию положения запорной арматуры, диспетчером РИТС в дистанционном режиме арматура приводится в требуемое положение. При необходимости изменения положения запорной арматуры с ручным типом привода, диспетчер РИТС сообщает в УЭТ о необходимости изменения положения запорной арматуры с указанием места ее расположения и срока выполнения операции.

После устранения всех несоответствий на диспетчерский пульт РИТС выводится сообщение о готовности линейной части к пуску нефтегазопровода, далее по сигналу с диспетчерского пульта РИТС происходит подача продукта от скважин и технологического блока на кустовой площадке в нефтегазосборный трубопровод.

Запуск промыслового трубопровода в работу после плановой остановки производится в следующей последовательности:

- получить разрешение на пуск от заместителя генерального директора по операционным вопросам (по добыче) или лица, его замещающего;
- проверить оформление соответствующей документации на ремонтные работы и опрессовку трубопроводов и оборудования.
- оперативным персоналом ЦТОЭиРТ УЭТ АО «Ванкорнефть» производится переключение запорной арматуры на кустовой площадке в соответствии с мероприятиями по пуску нефтегазопроводов и высоконапорных водоводов.

Плановые остановки трубопровода производятся по распоряжению главного инженера УЭТ АО «Ванкорнефть» в соответствии со специально разработанными и утвержденными в установленном порядке мероприятиями для проведения ремонтных и профилактических работ на линейной части трубопровода.

Остановка перекачки продукции недопустима без объективных причин (порыв, авария и др.), особенно в зимнее время.

При длительных остановках требуется опорожнение трубопроводов и коммуникаций для предотвращения их замораживания.

Процесс плановой остановки участка промышленного трубопровода осуществляется в следующей последовательности:

- согласовать остановку с заместителем генерального директора по операционным вопросам (по добыче);
- заблаговременно предупредить об остановке соответствующие ответственные службы;
- осуществить остановку участка трубопровода;
- проконтролировать снижение проходного давления по всему трубопроводу;
- перекрыть участок, на котором будут производиться плановые работы;
- проверить на отсутствие протечек запорную арматуру;
- в вахтовом журнале сделать соответствующую запись о причине и времени остановки перекачки по трубопроводу.

Особенности пуска и остановки в зимнее время

Все плановые остановки работы, связанные с ремонтом и заменой оборудования и труб должны, по возможности, проводиться в период положительных температур наружного воздуха и планироваться по продолжительности не более 24 часов.

Остановка и пуск в эксплуатацию промышленных трубопроводов, особенно в холодный период года, связаны прежде всего с необходимостью

недопущения застывания продукта в трубопроводах и оборудовании и должны обеспечиваться мероприятиями по безопасному ведению работ.

Для обеспечения безопасного ведения работ при остановке, последующего надежного запуска трубопроводов в работу в зимний период должны выполняться следующие мероприятия и правила безопасности:

- постоянный контроль за наличием теплоизоляции на трубопроводах и оборудовании и своевременное устранение всех случаев ее нарушения;
- постоянный контроль за исправностью системы поддержания температуры и периодическая проверка ее работы;
- включение в работу трубопроводов с замерзшим дренажом не допускается.

В объем подготовительных мероприятий к эксплуатации промышленных трубопроводов в зимний период входят:

- сезонное техническое обслуживание линейной запорной арматуры, а также оборудования КПП СОД, согласно инструкций по эксплуатации завода-изготовителя, проверка арматуры на полное открытие и закрытие;
- освобождение от нефти дренажных емкостей, техническое обслуживание погружных насосов откачки нефти при КПП СОД;
- промывка тупиковых участков трубопроводов и КПП СОД;
- проверка и устранение нарушений тепловой изоляции;
- проверка и техническое обслуживание вдольтрассовых объектов электроснабжения, электрохимзащиты и телемеханики;
- сезонное техническое обслуживание средств аварийно-восстановительных работ, ЛАРН, оборудования линейной части нефтегазопроводов;
- корректировка ПЛАРН (при необходимости).

В мероприятиях по подготовке оборудования и сооружений линейной части промышленных трубопроводов к весенним паводкам должны быть предусмотрены:

					<i>Характеристика объекта исследования</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		

- организация взаимодействия с местными и региональными противопожарными комиссиями при возникновении чрезвычайных ситуаций;
- сезонное техническое обслуживание средств аварийно-восстановительных работ, ЛАРН, оборудования линейной части нефтегазопроводов;
- проверка и ремонт ледорезов в местах возможных заторов льда;
- очистка водопропускных, водоотводящих устройств от снежных наносов и льда;
- ремонт лежневых дорог и мостов через ручьи и реки;
- сезонное техническое обслуживание линейной запорной арматуры, а также оборудования КПП СОД, проверка арматуры на полное открытие и закрытие;
- обследование воздушных переходов.

Проектом предусматривается оснащение объектов средствами автоматики, телемеханики и создание автоматизированной системы управления и безопасности технологическими процессами (АСУБ), основной целью которой является:

- безопасность персонала;
- охрана окружающей среды;
- противоаварийная автоматическая защита (ПАЗ);
- контроль и управление технологическими процессами;
- предоставление достаточного объема информации оперативному персоналу в целях обеспечения безопасного и эффективного управления производственным процессом.

1.6 Безопасная эксплуатация производства

Взрывоопасные и токсические свойства используемых веществ

					Характеристика объекта исследования	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Нефть, нефтяной газ, ингибитор коррозии (по метиловому спирту), трансформаторное масло, являются опасными веществами и характеризуется высокой взрыво- и пожароопасностью.

Классификация технологических блоков по взрывоопасности

Сведения о взрывопожарной и пожарной опасности, санитарной характеристике производственных зданий, помещений и наружных установок, классификация технологических блоков по взрывоопасности

Поскольку промышленные трубопроводы не включают в себя технологические блоки, классификация блоков по взрывоопасности не требуется

Сведения о взрывопожарной и пожарной опасности, санитарной характеристике производственных зданий, помещений и наружных установок приведены в таблице 1.6.1

Таблица 1.6.1

Сведения о взрывопожарной и пожарной опасности, санитарной характеристике производственных зданий, помещений и наружных установок

Наименование помещений, наружных установок и оборудования	Категория помещений и наружных установок по взрывопожароопасности по СП 12.13130.2009	Класс взрывоопасной зоны по ПУЭ	Категория и группа взрывоопасных смесей по ГОСТ 30852.5-2002	Наименование обращающегося продукта	Группа производственных процессов по санитарной характеристике по СП 44.13330.2011
Нефтегазосборные трубопроводы					
Линейная запорная арматура (ЗА)	Ан	В - 1 г	II А- ТЗ	Нефть, вода, попутный газ	1б, 2г
Площадка узлов приема СОД в Т.1					
Площадка приема СОД ДУ 500	Ан	В - 1 г	II А- ТЗ	Нефть, вода, попутный газ	1б, 2г

					<i>Характеристика объекта исследования</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		

Наименование помещений, наружных установок и оборудования	Категория помещений и наружных установок по взрывопожароопасности по СП 12.13130.2009	Класс взрывоопасной зоны по ПУЭ	Категория и группа взрывоопасных смесей по ГОСТ 30852.5-2002	Наименование обращающегося продукта	Группа производственных процессов по санитарной характеристике по СП 44.13330.2011
Площадка приема СОД ДУ 500	Ан	В - 1 г	II А- Т3	Нефть, вода, попутный газ	16, 2г
Площадка узла приема-запуска СОД в Т.10 от К3					
Площадка приема-запуска СОД ДУ 500	Ан	В - 1 г	II А- Т3	Нефть, вода, попутный газ	16, 2г
Емкость дренажная	Ан	В - 1 г	II А- Т3	Нефть, вода, попутный газ	16, 2г
Площадка узла приема-запуска СОД в Т.10 от К4					
Площадка приема-запуска СОД ДУ 500	Ан	В - 1 г	II А- Т3	Нефть, вода, попутный газ	16, 2г
Емкость дренажная	Ан	В - 1 г	II А- Т3	Нефть, вода, попутный газ	16, 2г
БЛП с ПКУ	В	-	-	Твердые горючие вещества-ПВХ, пластикаты.	2г
Площадка узла запорной арматуры на правом берегу р.Кочо					
Блок-бокс с ПКУ	В	-	-	Твердые горючие вещества-ПВХ, пластикаты.	2г
Площадка узла запорной арматуры на левом берегу р. Кочо					

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

Характеристика объекта исследования

Лист

Наименование помещений, наружных установок и оборудования	Категория помещений и наружных установок по взрывопожароопасности по СП 12.13130.2009	Класс взрывоопасной зоны по ПУЭ	Категория и группа взрывоопасных смесей по ГОСТ 30852.5-2002	Наименование обращающегося продукта	Группа производственных процессов по санитарной характеристике по СП 44.13330.2011
2БКТП 35/0,4 кВ	В	-	-	Горючие жидкости - масло трансформаторное; Твердые горючие вещества-ПВХ, пластикаты	1б, 2г
Блок-бокс с ПКУ	В	-	-	Твердые горючие вещества-ПВХ, пластикаты.	2г
Площадка узла охранной арматуры на ПК 54+95.00; 55+11.00					
Блок-бокс с ПКУ	В	-	-	Твердые горючие вещества-ПВХ, пластикаты.	2г

Категории электроприемников и обеспечение надежности электроснабжения, а также энергетическое обеспечение систем контроля, управления и противоаварийной защиты для технологических систем

Категория потребителей по обеспечению надёжности электроснабжения принята в соответствии с «Нормами технологического проектирования объектов сбора, транспорта, подготовки нефти, газа и воды нефтегазовых месторождений» ВНТПЗ-85.

Большая часть электроприемников площадок (электроприводные задвижки, собственные нужды зданий БЛП, электрообогрев трубопроводов) относится к I категории по надежности электроснабжения. Остальные электроприемники относятся ко II и III категории электроснабжения. К I категории особой группы электроснабжения относятся нагрузки АиТС и

					<i>Характеристика объекта исследования</i>	<i>Лист</i>
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

приборы пожарной сигнализации. Питание всех электроприемников объектов проектирования на всех ступенях распределения электроэнергии обеспечивается от двух независимых взаимно резервирующих источников питания, с перерывом их электроснабжения на время автоматического восстановления питания. При этом для электроприемников особой группы I категории, необходимые для безаварийной остановки технологического процесса (проектируемые устройства АТиС) предусмотрен третий независимый источник питания – источник бесперебойного питания (ИБП). Для установок пожарной сигнализации (АУПС), получающих питание от взаиморезервируемых секций шин 0,4 кВ низковольтных комплектных устройств через шкаф АВР, в качестве резервного источника питания в АУПС предусмотрены аккумуляторные батареи. Резервные аккумуляторы обеспечивают работу установки не менее 24 часов в дежурном режиме плюс 3 ч. работы автоматики в режиме «Пожар». Переход на резервное питание при пропадании напряжения сети 220В и обратный переход при возобновлении напряжения сети происходит автоматически. Определённые проектом мощности питающих подстанций, сечения проводов и кабелей, а также принятые в проекте технические решения, согласно расчётам, обеспечивают нормированные значения отклонения напряжения на вводах электроприёмников.

Согласно п.1.2.19 ПУЭ (седьмое издание) электроприёмники первой категории в нормальных режимах обеспечены электроэнергией от двух независимых взаимно резервирующих источников питания, и перерыв их электроснабжения от одного из источников питания может быть допущен только на время автоматического восстановления питания.

Для проектируемых объектов принята 100 % степень резервирования с соответствующим выбором всех элементов схемы электроснабжения: трансформаторов, питающих и распределительных кабельных линий 35, 10 (6) и 0,4 кВ и т.п., и учетом их перегрузочной способности.

Электроснабжение проектируемых потребителей выполняется от

Характеристика объекта исследования

Лист

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

двухтрансформаторных подстанций (в том числе и двухтрансформаторного блока линейных потребителей 2БЛП 10/0,4 кВ на площадке узлов приёма СОД) с АВР на стороне 0,4 кВ.

Проектируемыми потребителями электроэнергии напряжением 0,4/0,22 кВ площадок СОД и отсекающих задвижек являются:

- электроосвещение, электроотопление и вентиляция зданий;
- шкафы КИП и аппаратура радиосвязи блока ПКУ;
- электроприводные задвижки, шаровые краны;
- саморегулирующиеся ленты системы электрообогрева трубопроводов, термо-чехлы для приборов КИПиА;
- наружное освещение площадки СОД;
- насосы дренажных емкостей.

Подключение систем обогрева площадочных трубопроводов, выполненных саморегулирующими лентами, выполняется от шкафов управления электрообогревом, установленных в КТП.

Для протяженных промышленных трубопроводов от кустов скважин используется система электрообогрева, основанная на принципе «Скин-эффекта». Электропотребителям «Скин-системы» является нагревающее устройство, представляет собой нагревательную трубку из углеродистой стали с проложенным внутри нее изолированным проводником. Источниками электроснабжения нагревательной системы «Скин-эффекта» являются комплектные двухтрансформаторные подстанции с трансформаторами типа ТМГП.

Правила аварийной остановки производства, возможные аварийные состояния производства, способы их предупреждения и устранения

Возможные виды аварийного состояния производства и способы их ликвидации

Возможные виды аварийного состояния производства:

					Характеристика объекта исследования	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Несанкционированное закрытие линейной запорной арматуры. Необходимо прекратить подачу нефти от кустовых площадок в нефтегазосборные трубопроводы.

Выход нефти на линейной части нефтегазосборных трубопроводов. Необходимо прекратить подачу нефти от кустовых площадок в нефтегазосборные трубопроводы. Закрыть всю линейную запорную арматуру.

Отключение системы Skin-эффекта (ИРСН) поддержания температуры продукта в нефтегазопроводах при отключении электроэнергии. При отключении электроэнергии происходит отключение системы Skin-эффекта (ИРСН), и возможна остановка перекачки от кустовых площадок. После устранения причины аварии промысловые трубопроводы выводятся на рабочий режим.

Классификация отказов в работе промысловых газонефтепроводов.

Таблица 1.6.2

Виды аварий, отказов и способы их предотвращения

№	Виды отказов	Причины	Способы их предупреждения
1	Разрывы и трещины по основному металлу труб, по продольным и кольцевым швам	Недостаточный входной контроль при строительстве трубопроводов.	Выполнение требований ВСН 012-88; РД 39-132-94; Стандарта Компании №П1-01.05 С-0038
		Превышение допустимого избыточного давления в трубопроводе	Соблюдение норм технологического режима
		Неисправность средств автоматизации, контроля, противоаварийной защиты	Эксплуатация исправного оборудования
		Отсутствие контроля качества сварки, применение сварочных материалов, не соответствующих ГОСТ, техническим условиям	Выполнение требований ВСН 006-88; СП 34-116-97; РД 39-132-94; Стандарта Компании №П1-01.05 С-0038
		Отсутствие контроля технического состояния трубопроводов, невыполнение любого из видов технического обслуживания	Соблюдение требований Стандарта Компании №П1-01.05 С-0038; Технологической инструкции Компании № П1-01.05 ТИ-0023

Характеристика объекта исследования

Лист

Изм. Лист № докум. Подпись Дата

№	Виды отказов	Причины	Способы их предупреждения
2	Негерметичность по причине коррозии внутренней и внешней	Нарушение целостности антикоррозионной изоляции или ее отсутствие, отсутствие ингибирования	Выполнение требований СП 34-116-97, РД 39-132-94, Положения Компании №П1-01.04 С-0009; настоящего регламента
Несоответствие противокоррозионных покрытий требованиям, установленным в проекте		Выполнение требований проекта, ГОСТ Р 51164-98; СП 34-116-97	
Отсутствие контроля технического состояния трубопроводов, невыполнение любого из видов технического обслуживания		Соблюдение требований Стандарта Компании №П1-01.05 С-0038; Технологической инструкции Компании № П1-01.05 ТИ-0023	
3	Негерметичность, неработоспособность запорной арматуры	Недостаточный входной контроль при строительстве трубопроводов.	Выполнение требований ВСН 012-88; РД 39-132-94; Стандарта Компании №П1-01.05 С-0038
Превышение допустимого избыточного давления в трубопроводе		Соблюдение норм технологического режима	
Несоблюдение норм герметичности запорной арматуры		Соблюдение требований проекта	
Отсутствие контроля технического состояния трубопроводов, невыполнение любого из видов технического обслуживания		Соблюдение требований Стандарта Компании №П1-01.05 С-0038; Технологической инструкции Компании № П1-01.05 ТИ-0023	
4	Потеря герметичности от внешних механических воздействий	Отсутствие охранных зон промысловых трубопроводов	Установка охранных зон в соответствии с требованиями РД 39-132-94; Стандарта Компании №П1-01.05 С-0038
Выполнение в охранной зоне промысловых трубопроводов запрещенных действий или видов работ		Выполнение требований РД 39-132-94; Стандарта Компании №П1-01.05 С-0038	
Отсутствие на трассе трубопроводов опознавательных предупредительных знаков		Выполнение требований РД 39-132-94; Стандарта Компании №П1-01.05 С-0038; Методических указаний Компании №П3-01.04 М-0006	
Аварии на соседних трубопроводах		Соблюдение требований проекта	
<div style="display: flex; justify-content: space-between; align-items: center;"> <div style="display: flex; gap: 10px;"> <div style="border: 1px solid black; padding: 2px;">Изм.</div> <div style="border: 1px solid black; padding: 2px;">Лист</div> <div style="border: 1px solid black; padding: 2px;">№ докум.</div> <div style="border: 1px solid black; padding: 2px;">Подпись</div> <div style="border: 1px solid black; padding: 2px;">Дата</div> </div> <div style="text-align: center; flex-grow: 1;"> <p>Характеристика объекта исследования</p> </div> <div style="border: 1px solid black; padding: 2px;">Лист</div> </div>			

№	Виды отказов	Причины	Способы их предупреждения
5	Потеря пропускной способности нефтегазопроводов из-за образования закупорок	Отсутствие или несоответствие на участке трубопровода комплекса очистного оборудования	Соблюдение требований проекта; РД 39-132-94; Стандарта Компании №П1-01.05 С-0038
		Отсутствие контроля технического состояния трубопроводов, невыполнение любого из видов технического обслуживания	Соблюдение требований Стандарта Компании №П1-01.05 С-0038; Технологической инструкции Компании № П1-01.05 ТИ-0023
6	Образование парафиновых/ледяных пробок, замораживание трубопроводов	Несоблюдение режима работы линейного электроподогрева	Соблюдение режима работы линейного электроподогрева
		Отсутствие или несоответствие требованиям теплоизоляционных покрытий	Выполнение требований проекта

Расследование причин аварийных ситуаций (отказов в работе) на внутрипромысловых нефтегазосборных трубопроводах

На предприятии разрабатывается документация, определяющая правила и методы безопасной организации работ, объем и средства радиографического контроля с учетом местных условий производства, информация доводится в установленном порядке до работающих.

К выполнению работ по радиографическому контролю допускаются лица, прошедшие специальный медицинский осмотр, инструктаж и сдавшие экзамен по требованиям безопасности в установленном порядке.

К работам на аппаратах радиографического и ультразвукового контроля, подключенных к промышленной электросети, допускаются лица, прошедшие специальную подготовку и имеющие не менее, чем третью квалификационную группу по охране труда при обслуживании электрооборудования.

Лица, временно привлекаемые к работам, связанным с использованием аппаратов радиографического и ультразвукового контроля, обучаются правилам

				Характеристика объекта исследования	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись		

безопасности и допущены по медицинским показаниям.

Периодическая проверка знаний персоналом инструкций по охране труда и радиационной безопасности проводится не реже одного раза в год одновременно с периодическими проверками квалификации персонала. Результаты этих проверок фиксируются в специальном журнале.

При изменении условий работ, например, типа источника излучения, проводится внеочередной инструктаж персонала и проверка выполнения им правил безопасной работы.

Выхлопные трубы двигателей внутреннего сгорания агрегатов, специальной техники должны быть оснащены искрогасителями.

Запрещается проезд транспорта (кроме технологического) на территорию, где расположены нефтедобывающее оборудование и коммуникации.

В АО «Ванкорнефть» утверждены и введены в действие следующие документы:

- Стандарт АО «Ванкорнефть» «Система управления охраной труда и промышленной безопасностью», № ПЗ-05 С-0009 ЮЛ-054;
- Положение АО «Ванкорнефть» «Об организации и осуществлении производственного контроля за соблюдением требований промышленной безопасности в Обществе № ПЗ-05 Р-0032 ЮЛ-054».

При зачистке внутрипромысловых нефтегазосборных трубопроводов образуется нефтешлам.

Токсичные отходы в виде нефтешламов представляют собой смесь углеводородов парафинового ряда (90%), асфальтенов (4,4%), смол (4,5%), механических примесей (1%), воды (<0,3%).

Все отходы, образующиеся в процессе эксплуатации и проведении ремонтно-восстановительных работ, подлежат обязательной утилизации. Накопление отходов допускается в строго отведенных местах временного хранения отходов, оборудованных в соответствии с природоохранными требованиями в зависимости от класса опасности и физико-химической

характеристики отходов.

Шлам очистки собирается в промаркированные металлические емкости или контейнеры с надписью «Для нефтешлама» и сразу после зачистки вывозится спецтранспортом для утилизации на установку термического уничтожения отходов.

Способы обезвреживания и нейтрализации продукта при разливах и авариях

Методы перевода опасных веществ, применяемых в производстве, в безвредное состояние приведены в таблице 1.6.3

Таблица 1.6.3

Методы перевода опасных веществ, применяемых в производстве, в безвредное состояние

Наименование параметра	Характеристика			
	Нефтяной газ	Нефть	Ингибитор (по метанолу)	Трансформаторное масло
Методы перевода вещества в безвредное состояние	Сжигание	Использование сорбентов	Разлитый ингибитор с поверхностей удаляют сухими опилками, которые подлежат сжиганию в отдельно отведенном месте, а место разлива промывают струей воды	При разливе масла в производственном помещении необходимо собрать его в отдельную тару, место разлива протереть сухой ветошью; при разливе масла на открытой площадке место разлива засыпать песком с последующим удалением.

При разливах нефтепродуктов и авариях персонал, эксплуатирующий внутрипромысловые нефтегазосборные трубопроводы, должен действовать в соответствии с утвержденным планом по предупреждению и ликвидации разливов нефти и нефтепродуктов (ПЛРН) и ПЛА.

Во избежание попадания в загазованную зону людей, а также транспорта, который может воспламенить горючий продукт, место

утечки/разлива ограждается.

В таблице 1.6.4 приведены способы очистки нефтезагрязнённых земель, предлагаемые рядом зарубежных и отечественных разработчиков технологий ликвидации нефтезагрязнений.

Таблица 1.6.4

Способы очистки нефтезагрязнённых земель

Фирма	Способ очистки	Препарат
«Пройссаг» (Германия)	Биологическое санирование	-
	Термическая обработка в закрытых резервуарах	
	Экстракция-промывка почвы, отделение в отстойниках, гидроциклонах	
	Микробиологический	
	Химическая обработка	
«Салют Текно-лоджис-Вест»	Микробиологический	Биодеструктор «Дизойл»
«Эколби»	Микробиологический	Биодеструкторы: «Валентис», «Лидер»
«Синтэко»	Микробиологический	«Олеворин»
«Эконад»	Микробиологический	«Экодин»
«Биотех-инвест»	Микробиологический	«Деворойл»
Полиинформ	Микробиологический	Биопрепараты
ВНИИПТИМ	Микробиологический	«Биосет»
ТЕННОСОЛ	Микробиологический (биогенная добавка)	«HydroBreak»
АО «Урал-ЭкоГеос»	Микробиологический	Путидойл модифицированный
Бердский завод биологических препаратов	Микробиологический	«Дестройл»
НПО «Петровский мост»	Химическая (утилизация отходов, отмыв грунтов)	Структурообразователи
ИПНиГ	Экстракционная	-
ТОО «Экотех»	Химический	«Ризол»
ИНСТЭБ	Химический	«Эконафт»
ИНСТЭБ-Пермь	Химический	«Миксойл», «Мегасорб»

1.7 Краткая характеристика технологического оборудования промысловых нефтегазопроводов

Характеристика технологического оборудования приведена в таблице 1.7.

Таблица 1.7

Краткая характеристика технологического оборудования

№	Наименование оборудования (тип, наименование аппарата, назначение и т.п.)	Позиции по схеме, индекс (заполняется при необходимости)	Количество, шт	Материал	Методы защиты металла оборудования от коррозии (заполняется при необходимости)	Техническая характеристика
	Камера запуска средств очистки и диагностики, исполнение ХЛ	КЗ DN500	3	Уточнить при получении	Антикоррозионная наружная изоляция	Диаметр DN 500 Давление PN 2,5 МПа Длина - уточнить при получении
	Камера запуска средств очистки и диагностики, исполнение ХЛ	КЗ DN400	1	Уточнить при получении	Антикоррозионная наружная изоляция	Диаметр DN 400 Давление PN 2,5 МПа Длина - уточнить при получении
	Камера запуска средств очистки и диагностики, исполнение ХЛ	КЗ DN300	1	Уточнить при получении	Антикоррозионная наружная изоляция	Диаметр DN 300 Давление PN 2,5 МПа Длина - уточнить при получении
	Камера приема средств очистки и диагностики, исполнение ХЛ	КП DN500	3	Уточнить при получении	Антикоррозионная наружная изоляция	Диаметр DN 500 Давление PN 2,5 МПа Длина - уточнить при получении
	Камера приема средств очистки и диагностики, исполнение ХЛ	КП DN400	1	Уточнить при получении	Антикоррозионная наружная изоляция	Диаметр DN 400 Давление PN 2,5 МПа Длина - уточнить при получении

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

Характеристика объекта исследования

Лист

необходимо использовать опоры разной конструкции, одни из них совершенно неподвижные, другие могут перемещаться в одной плоскости, а некоторые — во всех плоскостях.

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



Рисунок 1 – неподвижная опора

Конструкция неподвижной опоры представляет собой единую сварную конструкцию, воспринимающую нагрузки от нефтепровода и передающую их через ростверк на свайный фундамент. Она состоит из катушки с приваренной к ней обечайкой. Катушка через регулируемые стойки

приваривается к ростверку. Ростверк приваривается к опорным узлам, которые привариваются к сваям фундамента.

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

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

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

					Характеристика объекта исследования	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		



Рисунок 2 – продольно-подвижные и свободно-подвижные опоры

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

Плавное скольжение опор с промисловый газонефтепроводом при температурных

					Характеристика объекта исследования	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

деформациях обеспечивается установкой на подошве опоры антифрикционных высокопрочных прокладок из полимерных материалов (типа фторопласт). На опорном столе ростверка установлен лист из нержавеющей стали.

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

1.9 Теплоизоляция промышленного газонефтепровода

Теплоизоляция промышленный газонефтепровода - по сути, та же изоляция, но ее отличительная особенность, способность не пропускать тепло от стенки трубы в окружающую среду. В отличие от обычной изоляции, теплоизоляция состоит из высокоэффективных материалов, обладающих теплоизоляционными свойствами. Теплоизоляция нефтепроводов должна выполнять ряд функций: уменьшение плотности нефти до нормативных величин; стабилизация температуры нефти в промышленный газонефтепроводе; выполнение всех свойств что и обычная изоляция. [3]

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

					Характеристика объекта исследования	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

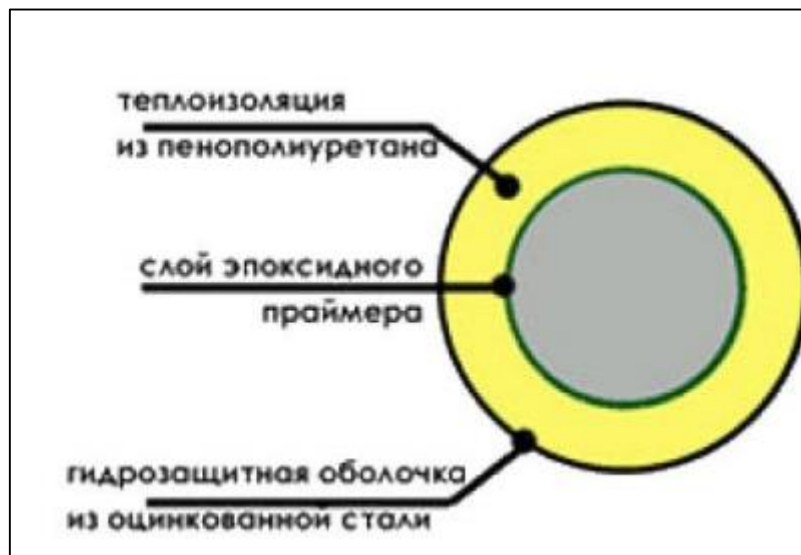


Рисунок 3 – структура теплоизоляции нефтепровода

Однослойное эпоксидное покрытие наносится только на трубы с последующей теплоизоляцией, что обеспечивает долговечную и надежную антикоррозионную защиту промысловый газонефтепроводов, в том числе при низких

температурах окружающей среды. Ударная прочность такого покрытия толщиной 350-400 мкм не превышает значений 6-8 Дж при $20 \pm 5^\circ\text{C}$, а при температуре минус 40°C снижается до 2-3 Дж.

Для защиты свайных труб используется двухслойное эпоксидное покрытие, оно обладает повышенной ударопрочностью, устойчивостью к прорезанию, сдиру при транспортировке труб и строительных работах и не повреждается в условиях вечной мерзлоты. По результатам испытаний ОАО «ВНИИСТ» двухслойное покрытие характеризуется повышенной теплостойкостью, высокой адгезией к стали, отличной стойкостью к катодному отслаиванию, абразивному износу. Трубы с эпоксидным покрытием имеют широкий температурный диапазон эксплуатации (от -40°C до $+60^\circ\text{C}$) в отличие от труб с полиэтиленовым покрытием (от -20°C до $+60^\circ\text{C}$) и в течение длительного времени могут храниться под открытым небом (от -60°C до $+60^\circ\text{C}$). Эпоксидные покрытия проницаемы для токов катодной защиты – не

					Характеристика объекта исследования	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

экранирует тело трубы от токов в местах потери адгезии, под покрытиями не было зафиксировано случаев стресс-коррозии промышленный газонефтепроводов.

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

Таблица 2 – Свойства пенополиуретана

Объемная масса, кг/м		Коэффициент теплопроводности, ккал/м·ч·°С		Характеристик а пористости	Температура применения, °С	
по ГОСТ или ТУ	расчетная в конструкци и	по ГОСТ или ТУ	расчетный в конструкци		t _{min}	t _{max}
30-40	40-50	-	0,040 -0,045	открытая	-60	+100

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

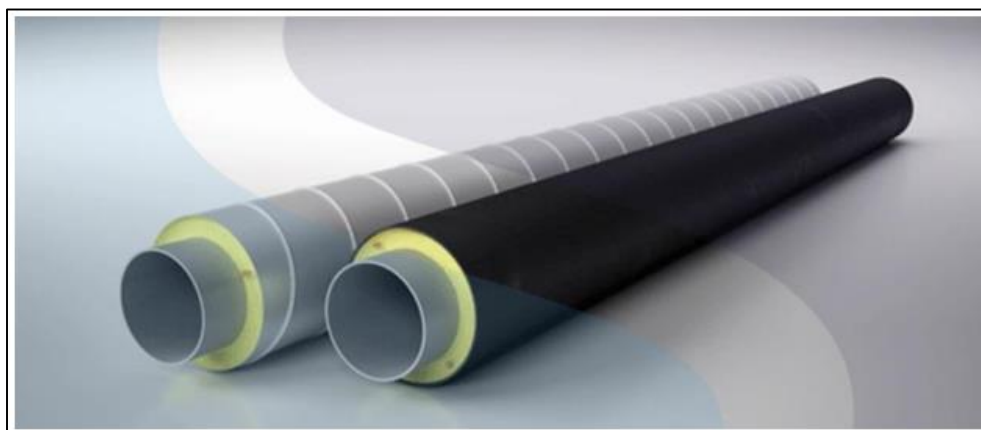


Рисунок 4 – полиуретановая теплоизоляция промышленный газонефтепроводов

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

Полиуретановая теплоизоляция обладает следующими достоинствами:

- легкость по весу;
- высокая прочность;
- износостойкость;
- поддается любым способам обработки;
- стойкость к гниению;
- возможность «работы» в грунте;
- хорошо держит тепло.

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

Толщина обечайки:

- не менее 0,7 мм для промышленный газонефтепроводов $\varnothing 140 \div 355$ мм включительно;

					Характеристика объекта исследования	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

- не менее 1,0 мм для промисловый газонефтепроводов свыше $\varnothing 355$ до 1000 мм включительно;
- не менее 1,2 мм для промисловый газонефтепроводов свыше $\varnothing 1000$ мм.

					<i>Характеристика объекта исследования</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		

2. АНАЛИТИКА И ИССЛЕДОВАНИЕ ПРОБЛЕМЫ ЭФФЕКТИВНОЙ ЗАЩИТЫ ДВУХ СТОЕЧНОЙ ОПОРЫ ОТ ТЕПЛООВОГО ИЗЛУЧЕНИЯ АТМОСФЕРЫ

2.1 Оценка тепловых и механических взаимодействий системы «надземный промысловый газонефтепровод – опора - свайное основание-многолетнемерзлый грунт»

Эксплуатация надземных промысловых газонефтепроводов в криолитозоне связана с проблемами, которые обусловлены развитием деструктивных мерзлотно-геологических процессов на поверхности криолитозоны. Развитие данных процессов вызвано атмосферным воздействием на поверхностный слой литосферы, сложенной многолетнемерзлыми породами.

Особое место среди деструктивных мерзлотно-геологических процессов занимает термоэрозия и термокарст грунтов, в результате которых практически исчезает способность грунтов, как несущей основы различных технологических объектов. Основным фактором, определяющим интенсивность процессов термоэрозии и термокарста, является протаивание мерзлых грунтов при изменении термодинамических условий на дневной поверхности.

Для детального представления взаимодействий, происходящих в системе «надземный промысловый газонефтепровод – опора - свайное основание-многолетнемерзлый грунт», далее приведен рисунок 9.

					Исследование эффективной защиты от теплового излучения двух стоечной опоры промыслового нефтегазопровода в условиях Крайнего Севера			
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>				
<i>Разраб.</i>	Волков А.Э.				<i>Аналитика и исследование проблемы эффективной защиты двух стоечной опоры от теплового излучения атмосферы</i>	<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Руковод.</i>	Брусник О.В.							144
<i>Консульт.</i>					НИ ТПУ ИПШР			
<i>Руковод ОНД</i>	Шадрина А.В.				гр.2БМ71			

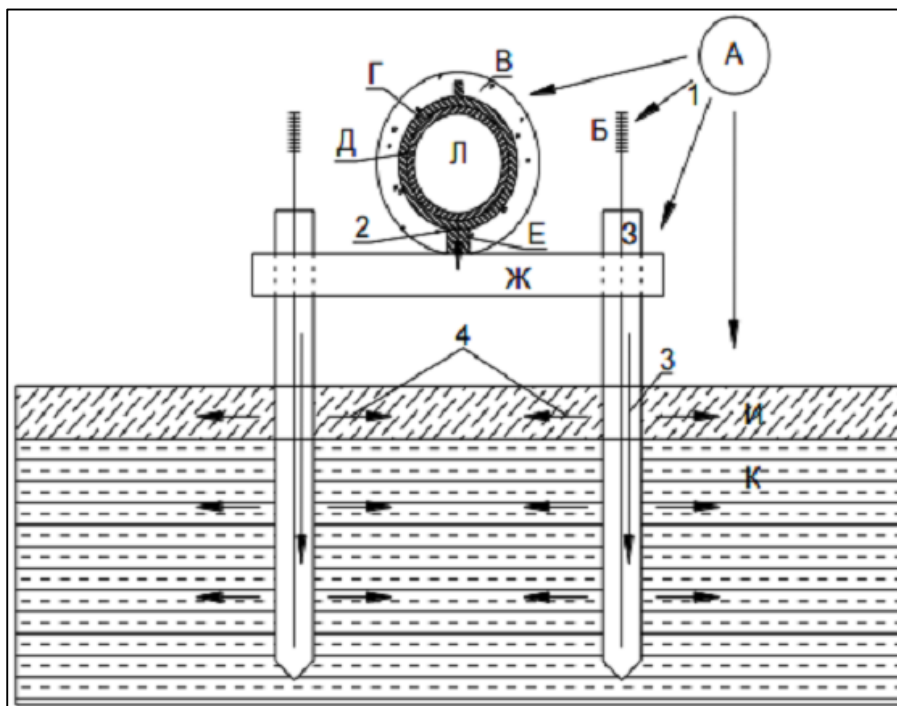


Рисунок 9 – Сечение надземного промыслового газонефтепровода на свайном фундаменте, погруженном в многолетнемерзлый грунт

На рисунке 9 цифрами 1-4 и стрелками обозначены связи системы. Буквами обозначены элементы системы: А – атмосферное влияние, Б – термостабилизатор, В – теплоизоляция промыслового газонефтепровода, Д – стенка промысловый газонефтепровода, Е - опора, Ж – ростверк, З – свая, И – деятельный слой мерзлого грунта, К – мерзлая толща не подверженная сезонному оттаиванию, Л – транспортируемый продукт.

Тепловые взаимодействия.

Атмосферное воздействие включает солнечное излучение, температурное и ветровое воздействие атмосферного воздуха, проявляющееся в виде теплообмена со слоем грунта, термостабилизатором, ростверком и свайей. Связь 2 описывает передачу тепла путем теплопереноса от транспортируемого продукта через стенку промыслового газонефтепровода, и опоры к ростверку. Связь 3 описывает результирующее воздействие атмосферы, термостабилизатора и продукта через сваи на слои грунта. Связи 4 описывают распределение теплового воздействия в области слоев грунта.

Таким образом, источником тепла является транспортируемый продукт, источником тепла и холода в зависимости от сезона является атмосфера [14].

Механические взаимодействия.

Воздействие на грунт. Влияние атмосферы определяется ветровой нагрузкой на всю конструкцию, вызывающей поперечную кратковременную нагрузку; обледенение и снеговая нагрузка кратковременно увеличивает вес конструкции.

Связь 2 определяет нагрузку сообщаемую ростверку: весом металла промышленного газонефтепровода, теплоизоляции, транспортируемым продуктом, обледенением и снеговым слоем, а также вибрацией промышленного газонефтепровода и ветровой нагрузкой. Связь 3 определяется распределением нагрузки на сваи ростверком и описывает передачу нагрузки в слои грунта. Связь 4 описывает распределение нагрузки в слоях грунта через слой смерзания с боковой поверхностью свай.

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

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

Таким образом, существуют взаимозависимые механические и тепловые процессы, которые определяют происходящие деформации и изменения промышленного газонефтепровода.

Перечисленные виды взаимодействий, связанные с изменением

температурного поля грунта, зачастую приводят к следующим нежелательным последствиям: выпучивание трубопровода; всплытие трубопровода; провисание трубопровода; прямое деформационное механическое воздействие на трубопровод.

В результате изменяется напряженно-деформированное состояние газонефтепровода, что крайне негативно сказывается на его эксплуатационной надежности.

Тепловое взаимодействие инженерных сооружений с многолетнемерзлыми грунтами оказывает значительное влияние на состояние грунта, а, следовательно, на их несущую способность и надежность. Изменение теплового режима многолетнемерзлых грунтов основания инженерных сооружений приводит к возникновению аварийных ситуаций с серьезными экономическими, материально-техническими, экологическими и социальными последствиями. Следовательно, решение проблемы теплового взаимодействия инженерных сооружений с многолетнемерзлыми грунтами является актуальной задачей.

2.2 Математические аспекты моделирования температурных полей многолетнемерзлого грунта

Основным негативным фактором для надземных газонефтепроводов, проложенных в криолитозоне, является формирование ореолов оттаивания вокруг опоры трубопровода, что приводит к осадке грунта. Стоит отметить, что с точки зрения прочности газонефтепровода, наибольшую опасность представляет его пролегание в грунтах, содержащих крупные включения подземного льда, дающие при оттаивании термокарстовые провалы или просадку [1].

По «СП 25.13330.2012 Основания и фундаменты на вечномерзлых грунтах» для совместного расчета системы "основание (вмещающий массив) - опора" могут использоваться аналитические или численные (метод конечных элементов, метод конечных разностей и др.) методы. При использовании

					<i>Аналитика и исследование проблемы эффективной защиты двух стоечной опоры от теплового излучения атмосферы</i>	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

численных методов расчетная модель "основание (грунт) - опора" должна адекватно отражать конструктивные особенности опоры, характеристики многолетнемерзлых грунтов и схемы их взаимодействия.

В связи с этим при проектировании и эксплуатации газонефтепроводов обязательным является выполнение теплотехнического расчета, на основании которого прогнозируют формирование ореола оттаивания вокруг газонефтепровода. Поскольку геологическое строение грунтов с повторно-жильными льдами (ПЖЛ) имеет сложную и неоднородную структуру, прогнозирование требует определения трехмерного температурного поля в грунте с учетом фазовых переходов.

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

$$C_{eff}(T) \frac{\partial T}{\partial t} = \text{div}(\lambda(T) \text{grad}(T)), \quad (1)$$

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 (1) допускает аналитическое решение только в одномерном случае для полубесконечной прямой, что при проектировании трубопроводов на многолетнемерзлых грунтах не имеет никакой практической ценности. Рассмотрение же двухмерного случая, а тем более трехмерного, требует применение численных методов для решения уравнения теплопроводности (1). В численном методе решения уравнения теплопроводности (1), используемом в программном комплексе FROST 3D, учтен как отечественный [3, 4], так и зарубежный опыт [5] решения задач теплопередачи. Рассматриваемое трехмерное уравнение теплопроводности решается с применением метода переменных направлений в соответствии со схемой Дугласа - Рекфорда [6, 7]:

					Аналитика и исследование проблемы эффективной защиты двух стоечной опоры от теплового излучения атмосферы	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

$$C_{eff}(T) \frac{C_{eff}(T_{ijs}^k)(T_{ijs}^* - T_{ijs}^k)}{\tau} = \frac{1}{\Delta_{\{i,j,s\}}} (\Lambda_x^+ + \Lambda_x^-) T_{ijs}^* + \frac{1}{\Delta_{\{i,j,s\}}} (\Lambda_y^+ + \Lambda_y^-) T_{ijs}^k + \frac{1}{\Delta_{\{i,j,s\}}} (\Lambda_z^+ + \Lambda_z^-) T_{ijs}^k, \quad (2)$$

$$\frac{C_{eff}(T_{ijs}^k)(T_{ijs}^* - T_{ijs}^k)}{\tau} = \frac{1}{\Delta_{\{i,j,s\}}}$$

$$(\Lambda_y^+ + \Lambda_y^-) T_{ijs}^{**} - \frac{1}{\Delta_{\{i,j,s\}}} (\Lambda_y^+ + \Lambda_y^-) T_{ijs}^k, \quad (3)$$

$$\frac{C_{eff}(T_{ijs}^k)(T_{ijs}^* - T_{ijs}^k)}{\tau} = \frac{1}{\Delta_{\{i,j,s\}}}$$

$$(\Lambda_z^+ + \Lambda_z^-) T_{ijs}^{k+1} - \frac{1}{\Delta_{\{i,j,s\}}} (\Lambda_z^+ + \Lambda_z^-) T_{ijs}^k, \quad (4)$$

$$\text{Где } \Lambda_{\alpha}^+ T_{\{i,j,s\}} = \lambda_{\{i,j,s\} + \frac{1}{2}} \frac{T_{\{i,j,s\} + 1} + T_{\{i,j,s\}}}{T_{\{i,j,s\}}};$$

$$\Lambda_{\alpha}^- T_{\{i,j,s\}} = \lambda_{\{i,j,s\} - \frac{1}{2}} \frac{T_{\{i,j,s\} - 1} - T_{\{i,j,s\}}}{T_{\{i-1,j-1,s-1\}}};$$

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

$$\overline{\omega}_l = \{m = (x_i, y_j, z_s) \cdot x_i = i \cdot l_x, y_j = j \cdot l_y, z_s = s \cdot l_z\}$$

Здесь $i=0, \dots, N_x$; $j=0, \dots, N_y$; $s=0, \dots, N_z$; $l_x=L_x/N_x$; $l_y=L_y/N_y$; $l_z=L_z/N_z$, где $l_{\{x,y,z\}}=\Delta_{\{i,j,s\}}$ — шаги пространственной сетки, соответствующие расстояниям между узлами с индексами $\{i,j,s\}$ и $\{i+1,j+1,s+1\}$. На временной прямой $[0, t_{max}]$ вводится сетка:

$$\overline{\omega}_\tau = \{t_i = k \cdot \tau; 0 \leq t_i \leq t_{max}\}, \quad (5)$$

Где k изменяется в пределах $1 \leq k \leq t_{max}/\tau$.

Таким образом, исходное уравнение теплопроводности (1) аппроксимируется схемой (2)-(5). Устойчивость этой схемы и сходимость получаемой с ее помощью последовательности решений к единственному решению исходной краевой задачи исследованы в работах [6, 7]. Преимуществом схемы Дугласа — Рекфорда является ее малая вычислительная сложность по сравнению с другими конечно-разностными схемами и методом конечных элементов. Это позволяет производить расчеты

					Аналитика и исследование проблемы эффективной защиты двух стоечной опоры от теплового излучения атмосферы	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

сложных задач с большими числами узлов пространственных сеток за короткое время.

2.3 Постановка задачи моделирования температурного поля ММГ при тепловом воздействии газонефтепровода

Рассматривается массив мерзлого грунта, вмещающий опоры наземного промыслового газонефтепровода диаметром 325 мм и толщиной стенки 8 мм.

Грунтовый массив с трубопроводом является сложной термодинамической системой, температурный режим которой зависит от множества факторов. В данной работе одной из задач является рассмотрение теплового взаимодействия атмосферы с опорой трубопровода и опоры с грунтом.

Учитываются: периодическое изменение температуры на поверхности и зависимость теплоемкости, теплопроводности грунта от его фазового состояния, теплота фазовых превращений воды.

Важнейшим из физико-химических процессов, определяющих особенности температурного поля грунтового массива, является переход содержащейся в грунте воды из жидкого состояния в твердое и обратно. Формирование температурного поля грунтового массива определяется сезонным изменением температуры наружного воздуха и тепловым воздействием с опорой трубопровода. Теплопередача от опоры трубопровода к грунту и от грунта к наружному воздуху осуществляется в несколько этапов:

- теплота от атмосферного излучения подводится к опоре трубопровода;

- вследствие теплопроводности от наружной поверхности опоры трубопровода теплота поступает в грунт, затем отбирается наружным воздухом путем конвекции.

В настоящее время существует множество методик расчета теплового взаимодействия линейной части газонефтепровода и многолетнемерзлого грунта [2]. Однако ни одна из них не позволяет прогнозировать ореол

оттаивания вокруг трубопровода с учетом таких немаловажных факторов, как неоднородное геолого-литологическое строение разреза, изменение метеорологических условий во времени, наличие теплоизоляционных материалов, а также наличие в грунте неоднородных крупных включений льда. Поэтому для исследования использован программный комплекс FROST 3D, который позволяет решить эту задачу в трехмерной постановке с учетом перечисленных факторов для больших геометрических масштабов и многолетних прогнозов.

2.4 Программные комплексы

Компьютерное моделирование позволяет при помощи расчётных методов, таких как, метод конечных элементов, метод конечных разностей, метод конечных объёмов, оценить, как поведёт себя инженерное сооружение в реальных условиях эксплуатации.

Моделирование помогает убедиться в эффективности и надежности принятых проектных решений с минимальными временными и материальными затратами.

В данной работе в качестве программных комплексов для моделирования температурных полей использованы ПК SolidWorks и FROST 3D.

2.4.1 ПК SolidWorks

SolidWorks представляет собой программный комплекс систем автоматизированного проектирования (САПР) для автоматизации работ промышленного предприятия на этапах конструкторской и технологической подготовки производства.

Программный комплекс SolidWorks включает SolidWorks Simulation и SolidWorks Flow Simulation, которые являются прикладными модулями и позволяют проводить инженерные расчеты.

Приложение SolidWorks Simulation – это дополнительный модуль для инженерного анализа, который включает:

- расчет конструкций (сборок и деталей) на прочность в упругой

Тема:					Аналитика и исследование проблемы эффективной защиты двух стоечной опоры от теплового излучения атмосферы	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

- расчёт сборок, расчёт конструкций на прочность в упругой зоне, решение и постановка контактных задач;
- определение взаимных воздействий элементов системы, скоростей и ускорений, комплексный кинематический и динамический анализ механизмов;
- использование типовых физических моделей газов и жидкостей;
- нелинейная и линейная динамика деформируемых систем;
- оптимизация параметров смоделированной конструкции;
- расчёт многослойных композиционных оболочек.

SolidWorks Flow Simulation - это дополнительный модуль по газо/гидродинамическим расчетам, который включает:

- управление расчётной сеткой;
- моделирование течения газов и жидкостей;
- тепловой комплексный расчёт, газо/гидродинамические и тепловые модели технических устройств;
- экспорт результатов в SolidWorks Simulation.

В программном комплексе SolidWorks используется метод конечных элементов. С помощью данного комплекса инженер-проектировщик может решать целый комплекс задач, таких как создание сложных технических систем и разработка дополнительных конструктивных решений.

2.4.2 ПК Frost 3D

Программный комплекс Frost 3D Universal позволяет получать научно-обоснованные прогнозы тепловых режимов многолетнемерзлых грунтов в условиях теплового влияния промышленных газонефтепроводов, добывающих скважин, гидротехнических и других сооружений с учетом термостабилизации грунта.

Программный комплекс разработан на основе десятилетнего опыта компании Simmakers в области программирования, вычислительной геометрии, численных методов, трехмерной визуализации и распараллеливания вычислительных алгоритмов.

					Аналитика и исследование проблемы эффективной защиты двух стоечной опоры от теплового излучения атмосферы	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Frost 3D Universal сертифицирован в Российской Федерации и соответствует стандартам:

- РСН 67-87
- СП 25.13330.2012
- СП 36.13330.2012
- СП 47.13330.2012
- СП 50.13330.2012
- СП 23-101-2004
- СП 61.13330.2012
- СП 41-103-2000
- СП 116.13330.2012
- СП 11-105-97
- СТО Газпром 2-2.1-390-2009
- СТО Газпром 2-2.1-435-2010
- ГОСТ Р ИСО 9127-94
- ГОСТ Р ИСО/МЭК 12119-2000

Численные методы программы верифицированы по точным аналитическим решениям и экспериментальным данным.

Исходные данные для выполнения теплотехнических расчетов в программе Frost 3D Universal:

1) Данные для построения трехмерной геометрической модели рассматриваемой области моделирования:

а) Инженерно-геологическое строение грунтов;

б) Чертеж строительных объектов и расположение теплоизоляционных материалов.

2) Теплофизические свойства грунтов: теплопроводность и объемная теплоемкость в талом и мерзлом состоянии, плотность, температура начала фазового превращения, суммарное влагосодержание, зависимость доли влагосодержания от температуры.

					<i>Аналитика и исследование проблемы эффективной защиты двух стоечной опоры от теплового излучения атмосферы</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		

3) Теплопроводность, теплоемкость и плотность строительных материалов, включая теплоизоляционные материалы.

4) Вертикальное распределение температуры в грунте на начало прогноза (данные по термометрической скважине).

5) Метеорологические данные: изменение температуры воздуха, скорости ветра на поверхности, изменение толщины снежного покрова во времени (если необходимо учесть влияние толщины снежного покрова).

б) Гидрогеологические свойства грунтов: для влагонасыщенных грунтов при неизвестном уровне грунтовых вод и поле скоростей фильтрации:

а) Зависимости от времени уровня грунтовых вод по периметру исследуемой области;

б) Значения коэффициентов фильтрации для грунтов.

2.5 Оценка теплового воздействия перекачиваемого флюида на стенки газонефтепровода с помощью моделирования в ПК SolidWorks

Первым этапом исследования является моделирование в программном комплексе SolidWorks нефтегазопровода, установленного на двух стоечную опору, в качестве стоек приняты сваи-трубы, для оценки теплового воздействия перекачиваемого флюида на стенки трубопровода, а, следовательно, и на инженерные конструкции.

Задачей исследования было определение температурного поля многолетнемерзлого грунта, в который установлена опора промышленного газонефтепровода из стали марки 09Г2ФБ.

Температура перекачиваемого флюида по промышленному газонефтепроводу составляет 45°C . Теплопроводность грунта принята равной $2,0 \text{ Вт}/(\text{м}^{\circ}\text{C})$. Диаметр трубопровода равен 325 мм, толщина стенки - 8 мм. Газонефтепровод теплоизолирован, в качестве теплоизоляции использован пенополистирол толщиной 12 см.

На рисунке 10 представлена модель нефтегазопровода на двух стоечной опоре.

					Аналитика и исследование проблемы эффективной защиты двух стоечной опоры от теплового излучения атмосферы	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

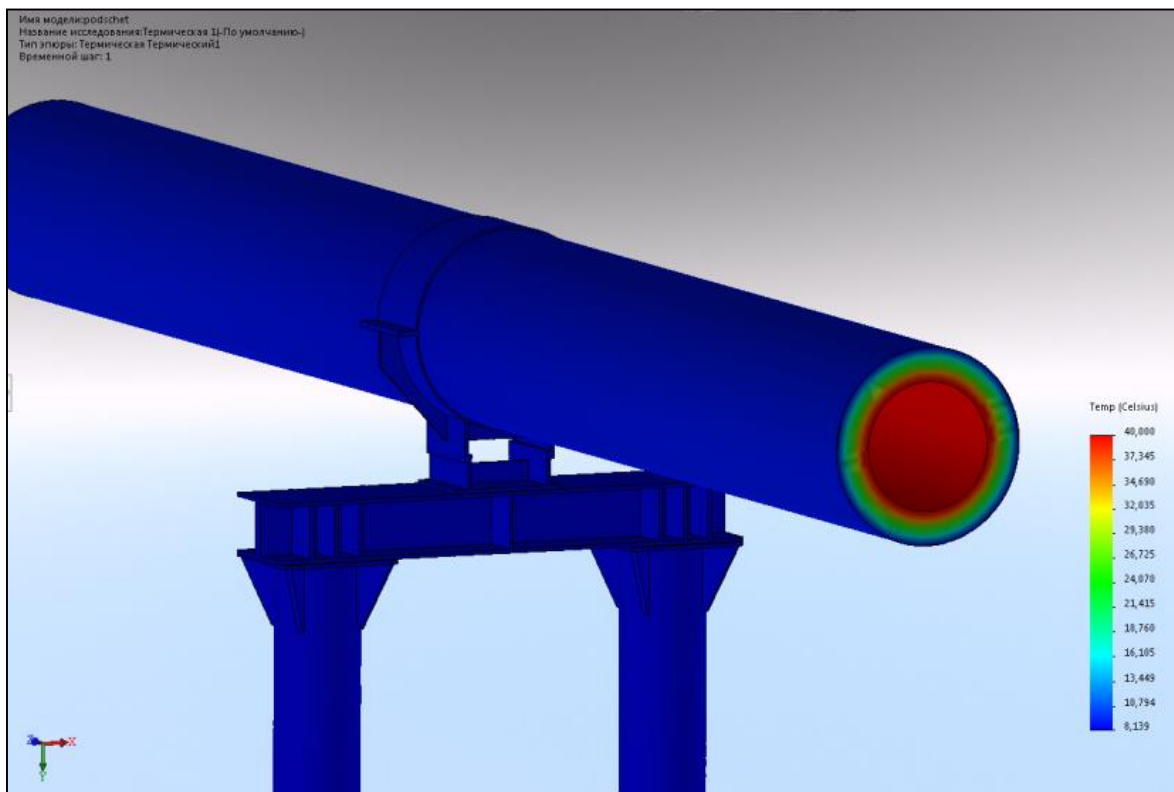


Рисунок 10 - Модель нефтегазопровода на двух стоечной опоре.

Из полученных результатов моделирования можно сделать вывод о том, что в исследуемом случае тепловое излучение транспортируемого продукта не передается обшивке промышленного газонефтепровода, тем самым исключается тепловое воздействие промышленного газонефтепровода на грунт и опору.

Таким образом, исследование можно упростить до моделирования двух стоечной, установленной в грунт и рассматривать только их взаимодействие.

2.6 Исходные данные для проведения исследования температурного поля ММГ в ПК Frost 3D

В пределах мониторингового участка развиты многолетнемерзлые породы сплошного распространения с предполагаемой мощностью 30-50 м и среднегодовой температурой грунтов (-1,7) °С.

Для проведения теплотехнического расчета теплофизические свойства грунтов вокруг опоры газонефтепровода задавались согласно таблице 3.

					Аналитика и исследование проблемы эффективной защиты двух стоечной опоры от теплового излучения атмосферы	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Таблица 3 - Климатические условия

Параметр	Месяц											
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
Температура воздуха, °С	-26.4	-26.4	-19.2	-10.3	-2.6	8.4	15.4	11.3	5.2	-6.3	-18.2	-24
Скорость ветра, м/с	2.3	2,1	2.1	2.4	2.4	2,1	1.8	1.3	1,9	2.3	2.3	2.4
Высота снежного покрова, м	0,47	0.49	0.51	0,47	0.16	0	0	0	0	0.18	0,25	0.38
Тепловой поток на бетонную плиту, Вт/м ²	1.54	16.98	67.28	126,23	198,15	248,46	237,04	164.51	97,53	31.48	7.41	1.54
Тепловой поток на поверхность грунта. Вт/м ²	0,48	5,3	21,03	39,45	61,92	77,64	74,07	51.41	30.48	9,84	2,31	0.48

Таблица 4 - Физические характеристики грунтов

Наименование параметра материала	Наименование материала			
	Торф	Песок	Супесь	Суглинок
Температура. 0с	-1	-1,2	-1.5	-1,5
Объемная теплоемкость талого грунта. МДж/(м ³ оС)	4	2,39	2,31	3,17
Объемная теплоемкость мерного грунта. МДж/(м ³ °С)	2,31	2,08	2,14	2,41
Теплопроводность талого грунта. Вт/(м0С)	0.51	2	1.62	1,57
Теплопроводность мерзлого грунта Вт/(м0С)	1.34	2,2	1,74	1.8
Суммарная весовая влажность грунта, д.е.	3,47	0.21	0,18	0,29
Плотность сухого грунта, кг/м ³	50	1630	1710	1450
Зависимость количества незамёрзшей воли от температуры	Аналогичная торфу	Аналогичная песку (1р<0.02)	Аналогичная супеси (0.02<1р<0.07)	Аналогичная суглинку (0.07<1р<0.13)
Температура фазового перехода, °С	0	-0.32	-0.35	-0.31
Коэффициент фильтрации, м/с	50	100	10	50
Мощность грунтов, м.	0,2	1,8	6	15

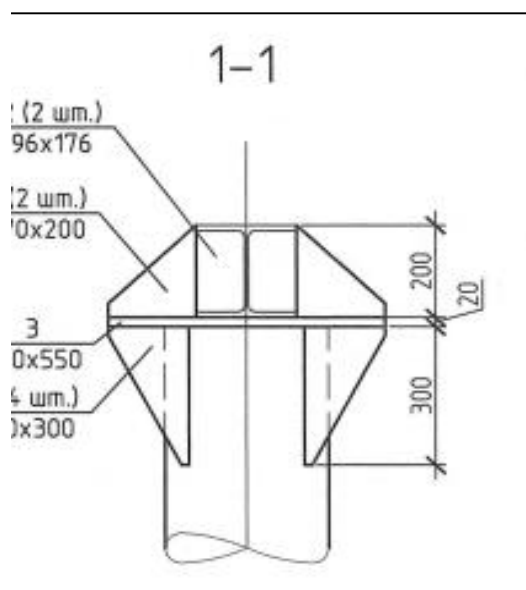
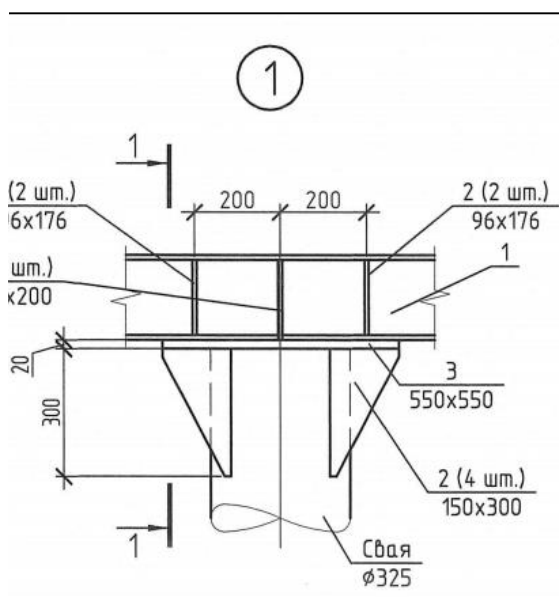
Эффективная теплоемкость и теплопроводность грунта могут задаваться в виде зависимостей от температуры.

Для исследования использован надземный межпромысловый на опорах высотой не менее 1,6 м.

Опоры под промысловый газонефтепровод приняты двух стоечные с траверсами из прокатных профилей. В качестве стоек взяты сваи-трубы диаметром 325×10 мм, 377×10 мм.

Фундаменты – свайные, сваи из металлических труб по ГОСТ 8732-78.

Неподвижные опоры приняты жесткими неизменяемыми конструкциями двух стоечные на свайных фундаментах диаметром 325×10 мм, 377х10мм воспринимающими горизонтальные усилия. Опоры под компенсаторы двух стоечные с траверсами из прокатных профилей, шаг и количество опор выполнено в зависимости от диаметров промысловый газонефтепроводов и вылета компенсатора.



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

Аналитика и исследование проблемы эффективной защиты двух стоечной опоры от теплового излучения атмосферы

Лист

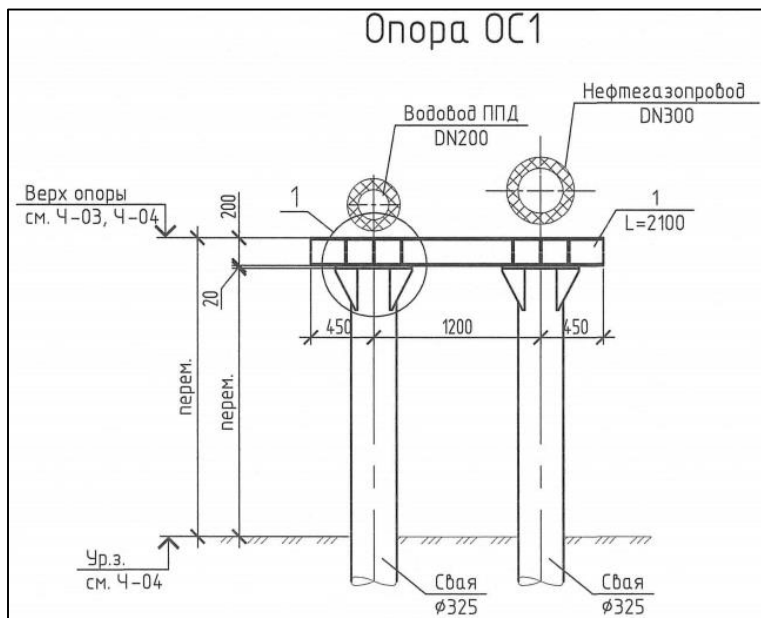


Рисунок 11 – Схемы двух стоечной опоры ОС1

2.7 Прогноз теплового режима многолетнемерзлого грунта в условиях теплового влияния опоры трубопровода

На данном этапе рассмотрено изменение температурного поля грунта в условиях сплошной мерзлоты под воздействием сезонных процессов. Поставленная задача решается методом конечных элементов.

Для выполнения расчета была создана трехмерная модель опоры, расположенной в верхнем горизонте вечномёрзлых грунтов.

Для оценки несущей способности грунта необходимо решить задачу теплового взаимодействия опоры и мерзлого грунта и на ее основе рассмотреть прогноз теплового режима.

В процессе проведения прогноза теплового режима многолетнемерзлого грунта на границе области моделирования задавались следующие граничные условия. На нижней границе области моделирования задавалось граничное условие первого рода с постоянной температурой, равной $(-1,7)^\circ\text{C}$. 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 $\alpha_{\text{пов}}$ и температурой среды $T_{\text{ср}}$, изменяющимися во времени. В присутствии

					Аналитика и исследование проблемы эффективной защиты двух стоечной опоры от теплового излучения атмосферы	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

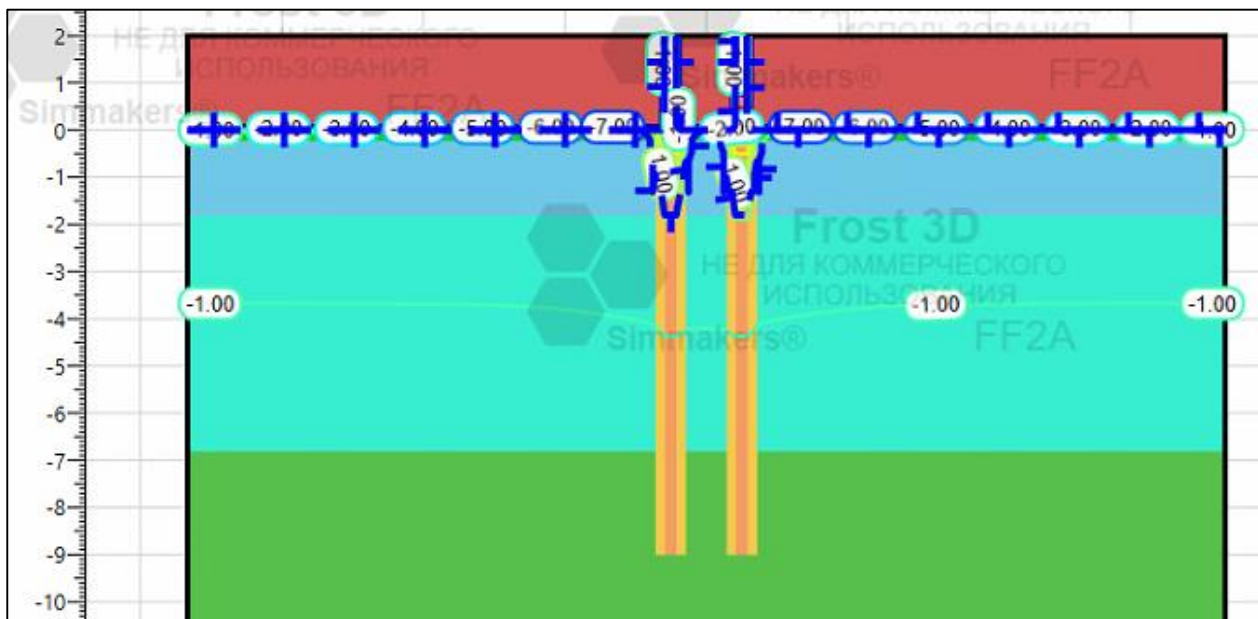
источников теплового излучения задается степень черноты поверхности грунта и температур источника излучения.

Вследствие задания изменения во времени теплопроводности и толщины снегового покрова, проводится учет влияния снежного покрова на теплообмен поверхности грунта.

Исходя из численного решения уравнения теплопроводности, в моделируемой области для различных моментов времени получается трехмерное распределение температур. В результате данное тепловое поле используется для изменения их механических свойств и анализа тепловых режимов грунтов. Вследствие этого анализа проводятся решения по обеспечению несущей способности грунтов.

В исследовании рассмотрены два случая: моделируется двух стоечная опора с фундаментом на всю глубину залегания опоры, моделируется двух стоечная опора с фундаментом на 0,8 м опоры.

На рисунках 12, 13, 14 представлены результаты расчета температурного поля в виде изолиний температур в поперечном сечении моделируемой области вокруг опоры газонефтепровода с фундаментом на всю глубину залегания опоры.



Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата

Аналитика и исследование проблемы эффективной защиты двух стоечной опоры от теплового излучения атмосферы

Лист

Рисунок 12 – Результаты расчета теплового поля в виде изолиний температур в поперечном сечении моделируемой области с фундаментом опоры на всю глубину ее залегания в мае 2023 г.

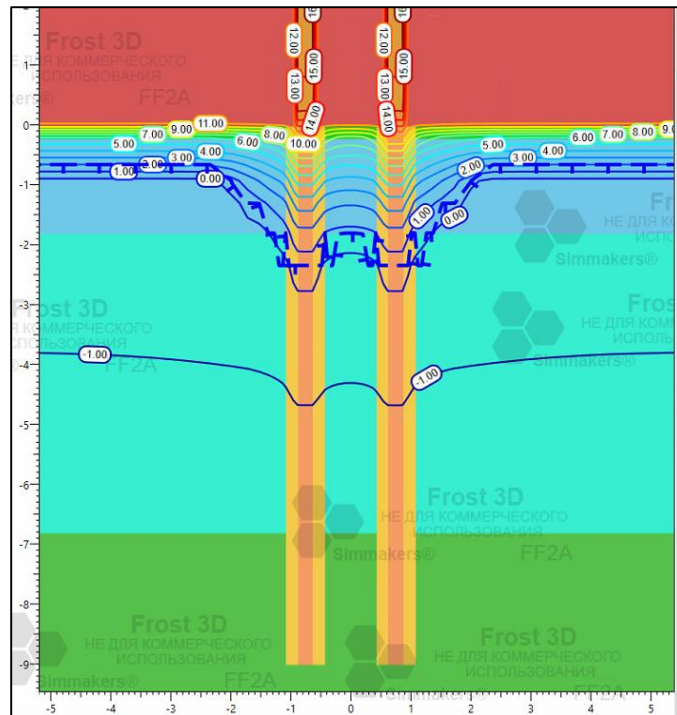


Рисунок 13 – Результаты расчета теплового поля в виде изолиний температур в поперечном сечении моделируемой области с фундаментом опоры на всю глубину ее залегания в июле 2023 г.

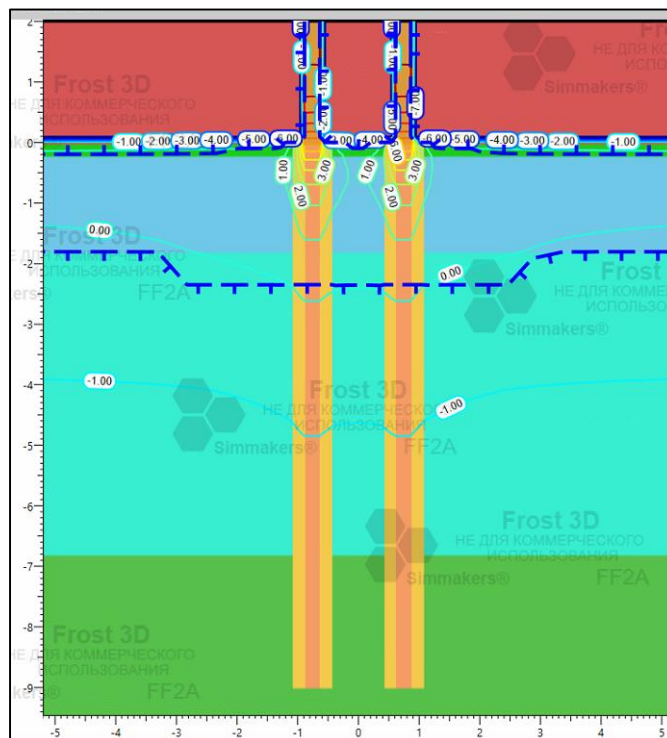


Рисунок 14 – Результаты расчета теплового поля в виде изолиний температур в поперечном сечении моделируемой области с фундаментом опоры на всю глубину ее залегания в сентябре 2023 г.

На рисунках 15,16,17 представлены результаты расчета температурного поля в виде изолиний температур в поперечном сечении моделируемой области вокруг опоры газонефтепровода с фундаментом на 0,8 м опоры.

					Аналитика и исследование проблемы эффективной защиты двух стоечной опоры от теплового излучения атмосферы	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

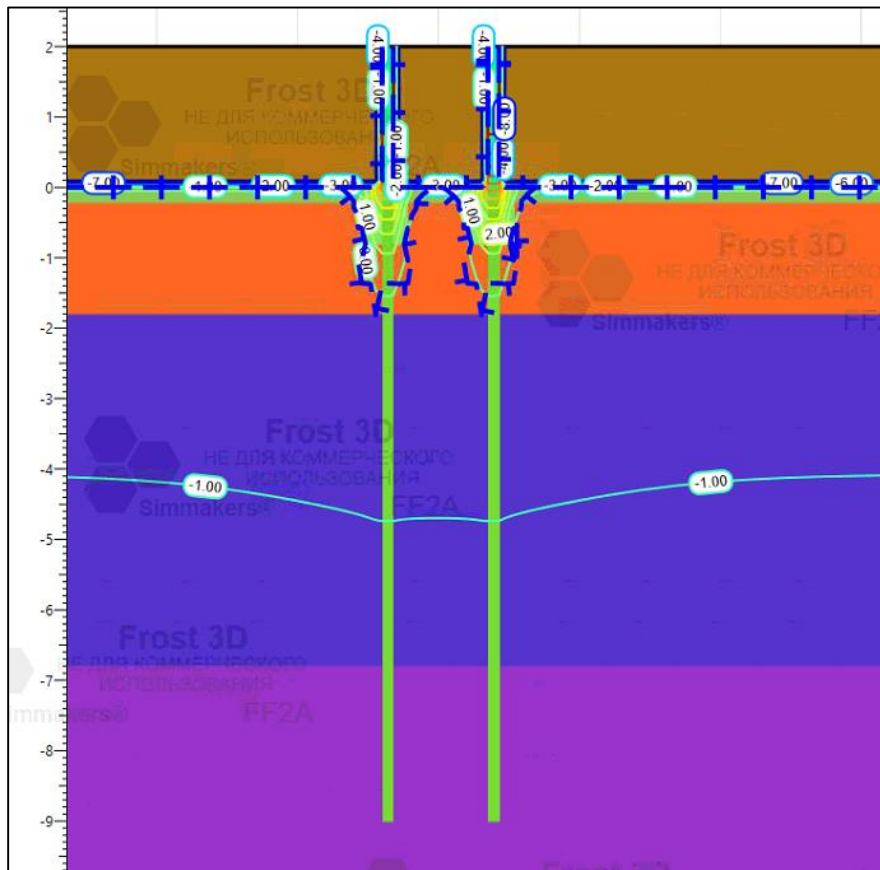
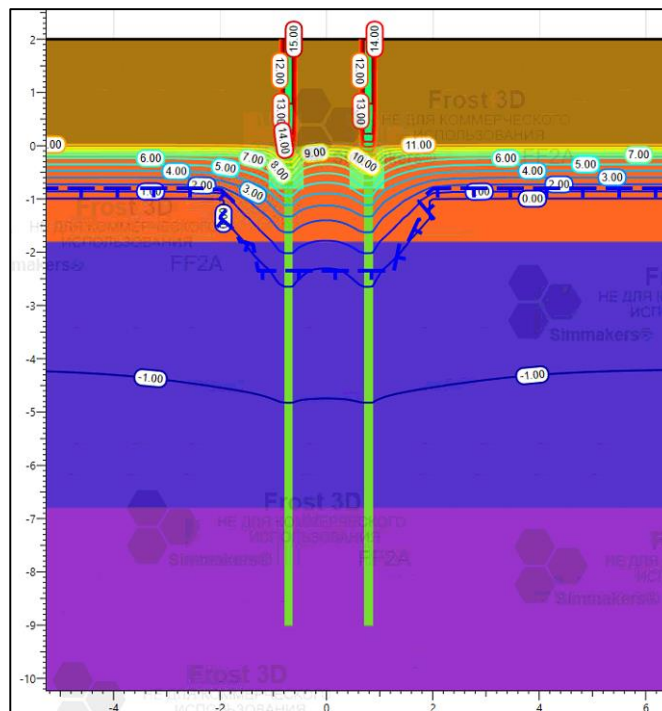


Рисунок 15 – Результаты расчета теплового поля в виде изолиний температур в поперечном сечении моделируемой области с фундаментом опоры на 0,8 м от глубины ее залегания в мае 2023 г.



					Аналитика и исследование проблемы эффективной защиты двух стоечной опоры от теплового излучения атмосферы	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Рисунок 16 – Результаты расчета теплового поля в виде изолиний температур в поперечном сечении моделируемой области с фундаментом опоры на 0,8 м от глубины ее залегания в июне 2023 г.

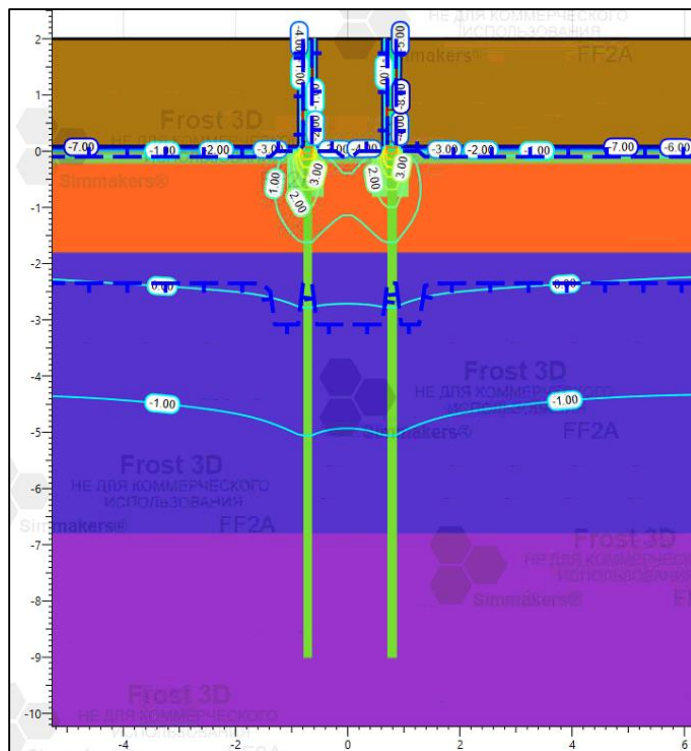


Рисунок 17 – Результаты расчета теплового поля в виде изолиний температур в поперечном сечении моделируемой области с фундаментом опоры на 0,8 м от глубины ее залегания в сентябре 2023 г.

Как видно из рисунков 12, 13, 14, наличие в ММГ опоры трубопровода заметно влияет на изменение температурного поля в грунте с течением времени, следовательно, опора оказывает значительное влияние на состояние грунта, а, следовательно, на несущую способность и надежность трубопровода. Данное явление приводит к возникновению аварийных ситуаций с серьезными экономическими, материально-техническими и экологическими последствиями. Следовательно, решение проблемы теплового взаимодействия опоры трубопровода с многолетнемерзлыми грунтами является актуальной задачей.

Одним из способов решения данной проблемы является применение теплоизоляции для опоры для снижения теплового воздействия на

многолетнемерзлый грунт				Аналитика и исследование проблемы эффективной защиты двух стоечной опоры от теплового излучения атмосферы	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись		

2.8 Исследование защиты двух стоечной опоры от теплового воздействия атмосферы

Результаты расчета ореола оттаивания грунтового основания опоры трубопровода позволяют оценить степень опасности участков, определив глубину протаивания основания газонефтепровода. С течением времени глубина протаивания монотонно увеличивается, в песчаном грунте процесс оттаивания происходит интенсивнее.

Сравнение итогов расчета с аналогичными результатами исследований ряда авторов [5,6] показало достоверность полученных результатов прогнозирования развития ореола оттаивания.

Для снижения теплового воздействия на многолетнемерзлый грунт необходимо применение теплоизоляции для опоры трубопровода. Ранее был сделан вывод по результатам моделирования ПК SolidWorks об отсутствии теплового воздействия перекачиваемого флюида и трубопровода с изоляцией на ММГ, следовательно, необходимо рассматривать только теплоизоляцию опоры.

Таким образом, глубина протаивания мерзлых грунтов может быть регулирована использованием на поверхности теплоизоляционных слоев различной природы.

По результатам расчета экономической эффективности различных теплоизоляционных материалов, приведенного в главе 5, наиболее предпочтительным оказалось использование сверхтонкой жидкой теплоизоляции в качестве изоляции опоры трубопровода от солнечного излучения и, следовательно, теплового воздействия на многолетнемерзлый грунт.

					Аналитика и исследование проблемы эффективной защиты двух стоечной опоры от теплового излучения атмосферы	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

3. ТЕХНИЧЕСКОЕ РЕШЕНИЕ ПРОБЛЕМЫ ТЕПЛООВОГО ВОЗДЕЙСТВИЯ ОПОРЫ ТРУБОПРОВОДА НА МНОГОЛЕТНЕМЕРЗЛЫЕ ГРУНТЫ

3.1 Расчет теплового поля моделируемой области ММГ с опорой, покрытой сверхтонкой жидкой теплоизоляцией

Особую трудность представляет обеспечение надежности подземных трубопроводов, проложенных по территории с распространением многолетнемерзлых пород в специфических гидрогеологических и геологических условиях.

По результатам натурных измерений [2] выявлено, что наибольшее число отказов трубопроводов приходится на весенне-осенний период. Это связано с возникновением неравномерного напряженно-деформированного состояния, которое вызвано рядом климатических факторов, в первую очередь, ярко выраженной сменой времени года.

В связи с этим в данной работе проведен прогноз температурного поля ММГ с опорой летний и зимний периоды. На данном этапе было проведено моделирование опоры в многолетнемерзлом грунте с применением сверхтонкой жидкой теплоизоляции для снижения теплового воздействия опоры на грунт.

В качестве примера более наглядными являются показатели, полученные в мае, июне и сентябре, так как в данный период происходит оттаивание и замерзание грунта, и, следовательно, опасные для инженерных конструкций геокриологические явления.

Исследование проведено в программе Frost 3D, смоделирована опора трубопровода со слоем жидкой теплоизоляции 4 мм.

На рисунках 18,19,20 показаны результаты расчета теплового поля в виде изолиний температур в поперечном сечении моделируемой области с

					Исследование эффективной защиты от теплового излучения двух стоечной опоры промыслового нефтегазопровода в условиях Крайнего Севера			
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>				
<i>Разраб.</i>	Волков А.Э.				<i>Техническое решение проблемы теплового воздействия опоры трубопровода на многолетнемерзлые грунты</i>	<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Руковод.</i>	Брусник О.В.							144
<i>Консульт.</i>						НИ ТПУ ИПШР зр.2БМ71		
<i>Руковод ОНД</i>	Шадрина А.В.							

фундаментом опоры на всю ее залегания.

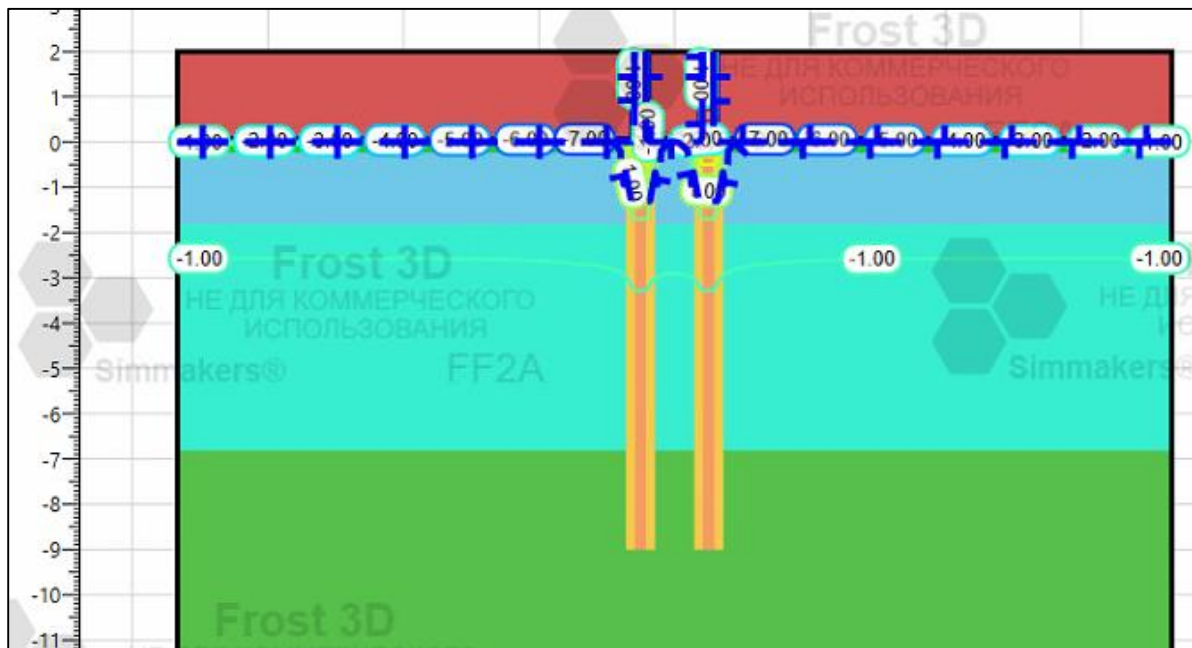


Рисунок 18 – Результаты расчета теплового поля в виде изолиний температур в поперечном сечении моделируемой области с фундаментом опоры на всю глубину ее залегания с применением жидкой теплоизоляции в мае 2023 г.

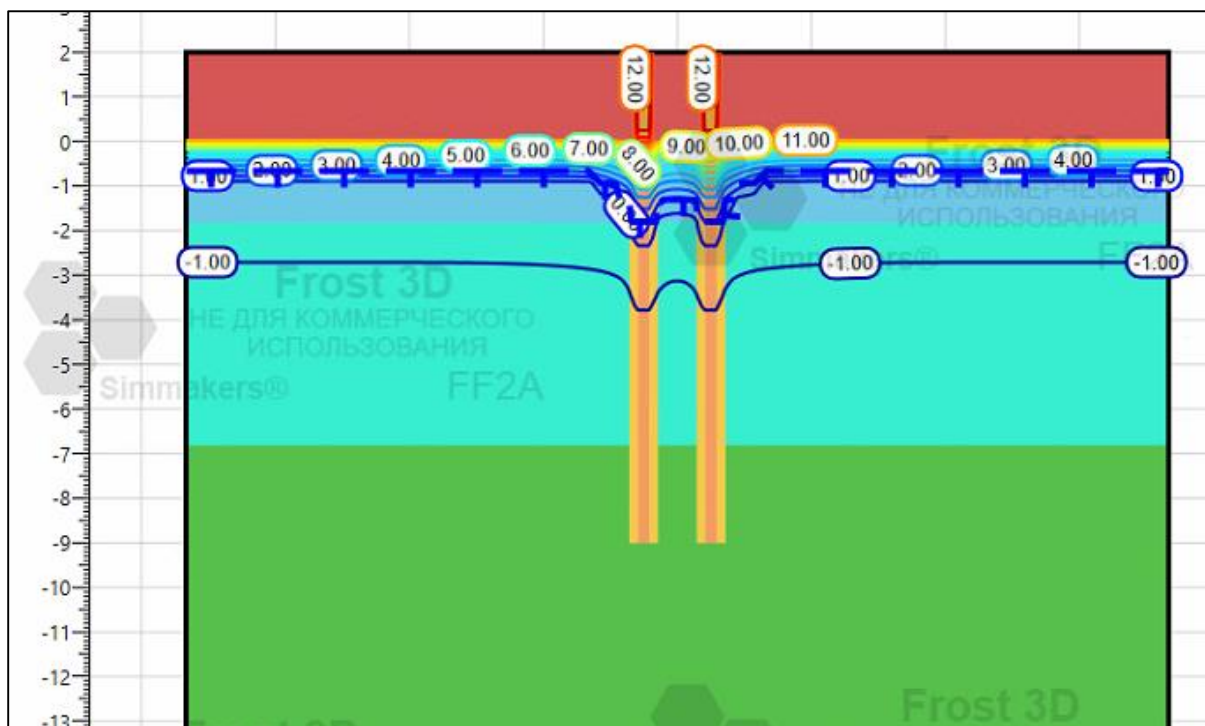


Рисунок 19 – Результаты расчета теплового поля в виде изолиний температур в поперечном сечении моделируемой области с фундаментом опоры на всю глубину ее залегания с применением жидкой теплоизоляции в июле 2023 г.

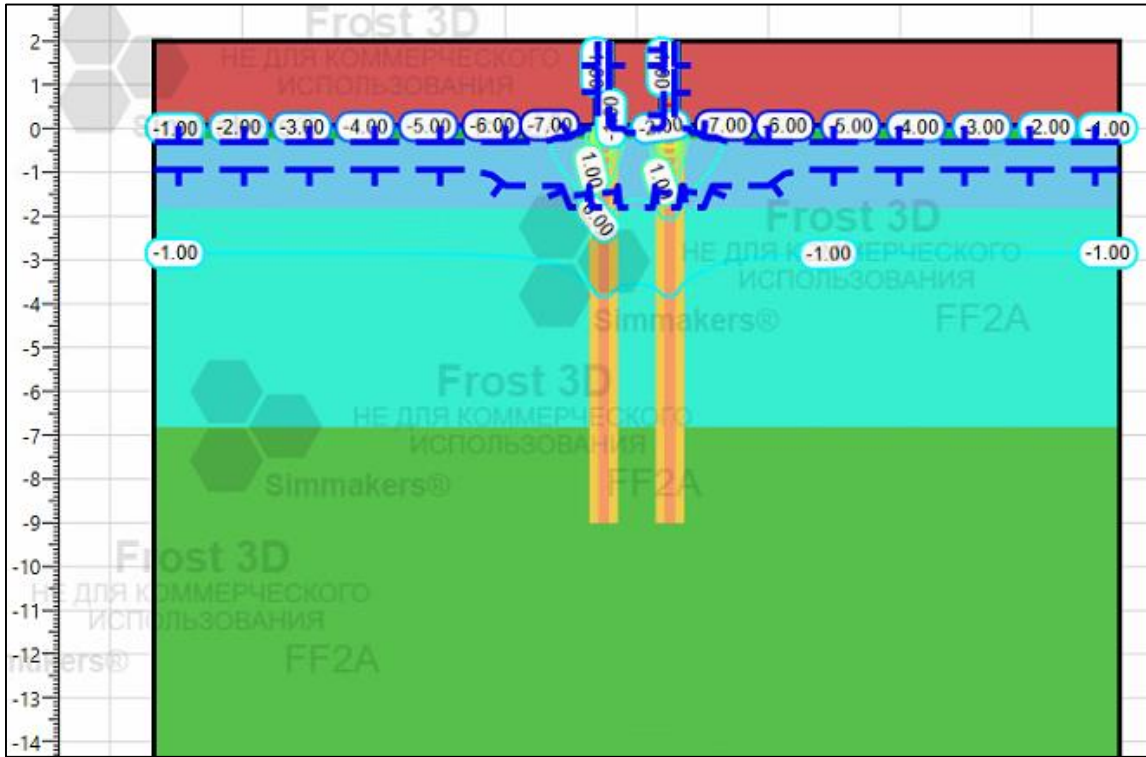


Рисунок 20 – Результаты расчета теплового поля в виде изолиний температур в поперечном сечении моделируемой области с фундаментом опоры на всю глубину ее залегания с применением жидкой теплоизоляции в сентябре 2023

Г.

На рисунках 21,22,23 показаны результаты расчета теплового поля в виде изолиний температур в поперечном сечении моделируемой области с фундаментом опоры на 0,8 м от глубины ее залегания.

					Техническое решение проблемы теплового воздействия опоры трубопровода на многолетнемерзлые грунты	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

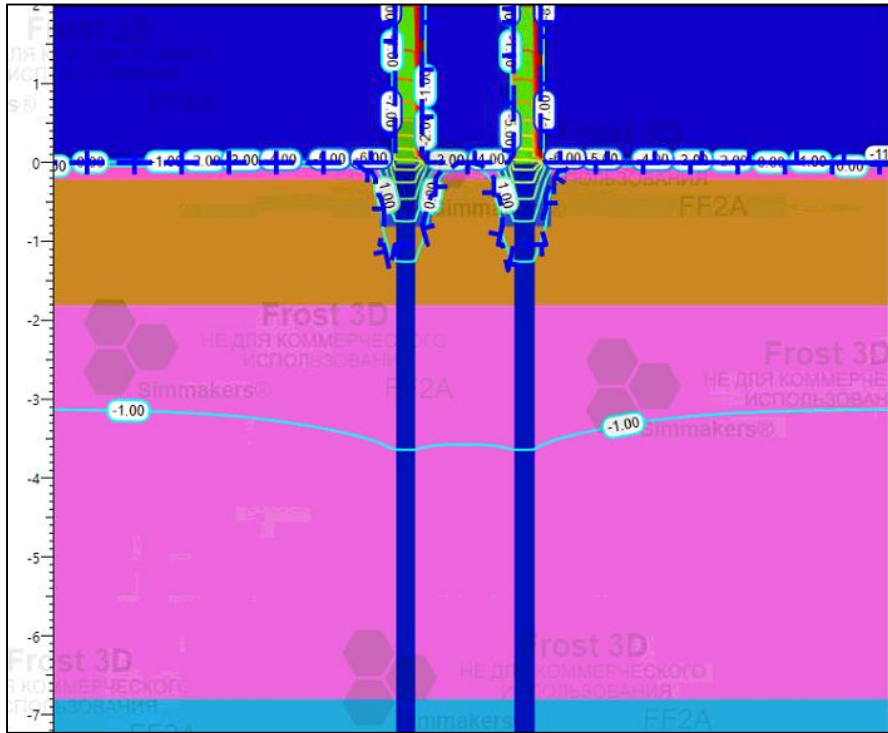


Рисунок 21 – Результаты расчета теплового поля в виде изолиний температур в поперечном сечении моделируемой области с фундаментом опоры на 0,8 м от глубины ее залегания с применением жидкой теплоизоляции в мае 2023 г.

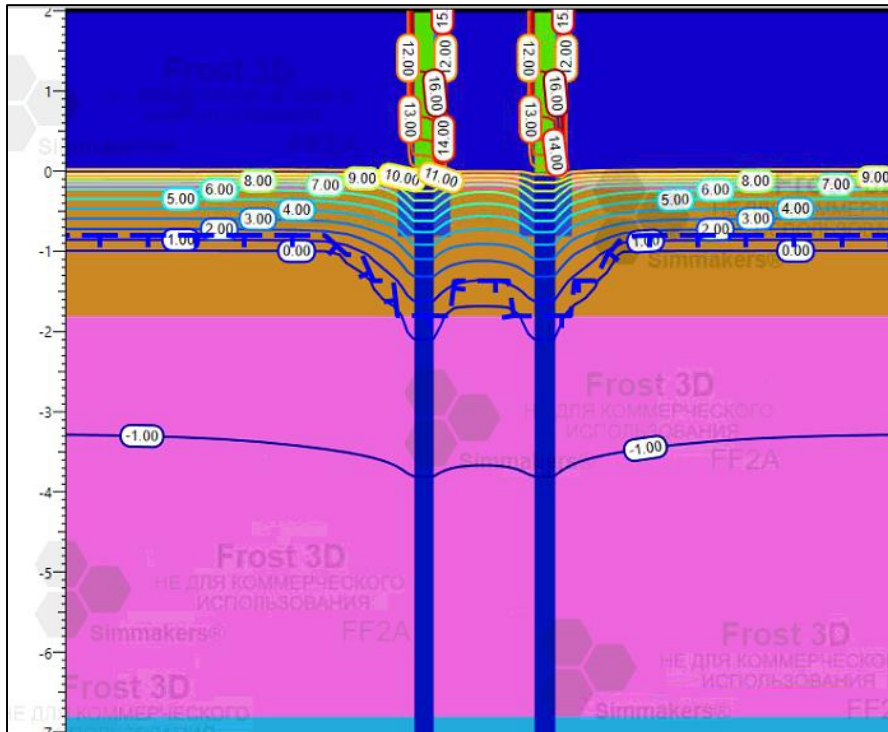


Рисунок 22 – Результаты расчета теплового поля в виде изолиний температур в поперечном сечении моделируемой области с фундаментом опоры на 0,8 м

от глубины ее залегания с применением жидкой теплоизоляции в июне 2023 г.

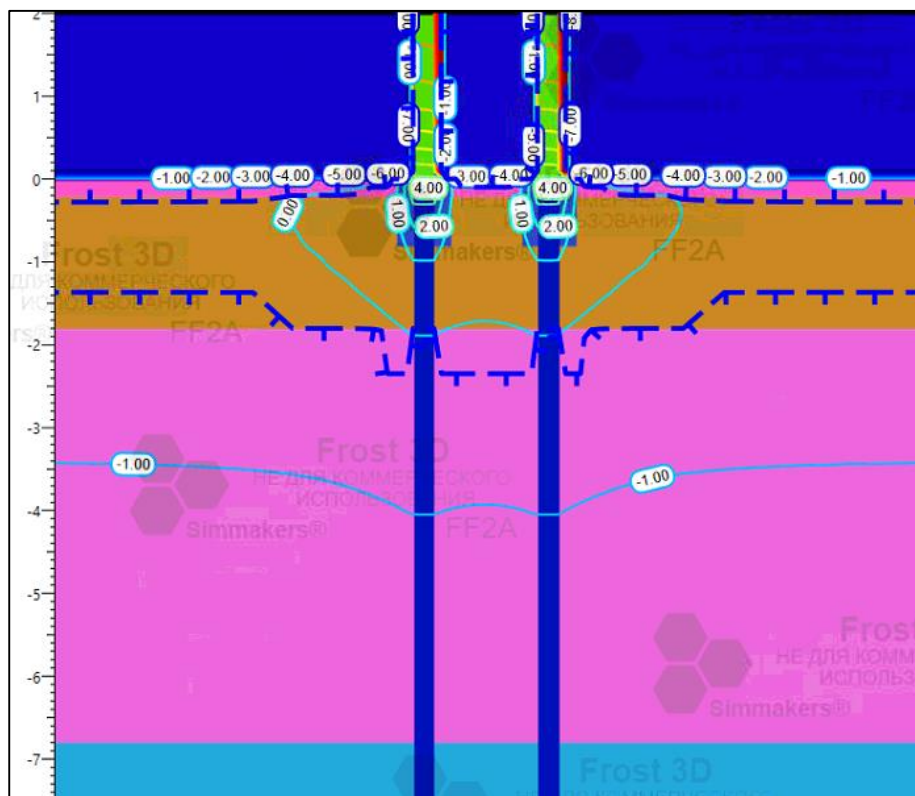


Рисунок 23 – Результаты расчета теплового поля в виде изолиний температур в поперечном сечении моделируемой области с фундаментом опоры на 0,8 м от глубины ее залегания с применением жидкой теплоизоляции в сентябре 2023 г.

3.2 Экспериментальное подтверждение эффективности сверхтонкой жидкой теплоизоляции

В рамках исследования проведен эксперимент с образцами «катушками» в целях подтверждения эффективности применения сверхтонкой жидкой теплоизоляции.

В процессе эксперимента на образцы длиной 1 м и диаметром 189 мм нанесена жидкая теплоизоляция в 2, 3, 4 слоя. На один образец нанесена обычная краска.

После нанесения материала на «катушки» было произведено охлаждение образцов с комнатной температуры до температуры окружающей среды – (25 °С). Далее с помощью тепловизора проведен замер температуры поверхности образцов, результаты представлены на рисунке 24.

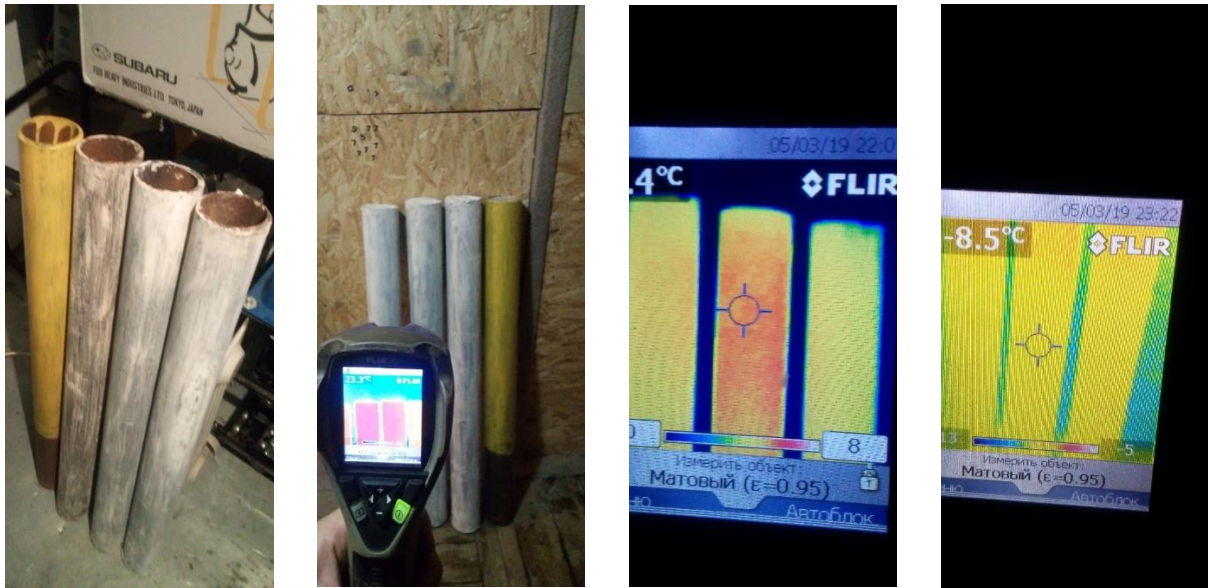


Рисунок 24 – Проведение эксперимента с исследуемыми образцами
 На графике 1 представлена динамика температуры образцов в процессе их охлаждения.

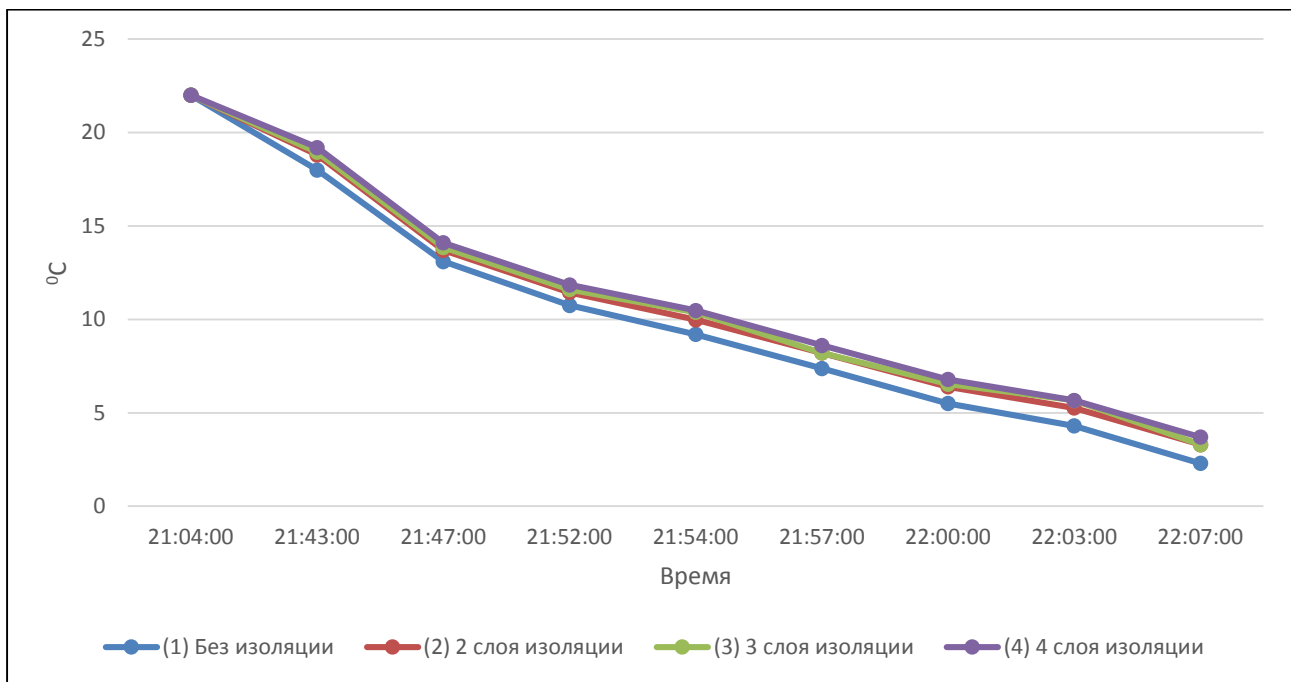


График 1 – Динамика температуры образцов в процессе их охлаждения

График динамики изменения температуры образца без теплоизоляции расположен ниже остальных графиков, что свидетельствует о том, что

теплопередача образцы с теплоизоляцией ниже, следовательно, снижено тепловое воздействие опоры.

После охлаждения до температуры (-25 °С) образцы были опущены в емкости с водой объемом 11 литров для воспроизведения условий приближенных к условиям реального залегания опор в многолетнемерзлом грунте (рисунок 25).



Рисунок 25 – Помещение образцов в емкости с водой

Далее образцы, помещенные в лед, нагреты до температуры 20 °С. Для чистоты эксперимента проведена теплоизоляция нижней части «катушек» с целью смоделировать процесс теплопередачи от верхней части опоры в нижнюю часть и грунту (рисунок 26).

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата

Техническое решение проблемы теплового воздействия опоры трубопровода на многолетнемерзлые грунты

Лист



Рисунок 26 – Нагрев образцов до температуры 20 °С

На графике 2 представлена динамика температуры образцов в процессе их нагрева.

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата

Техническое решение проблемы теплового воздействия опоры трубопровода на многолетнемерзлые грунты

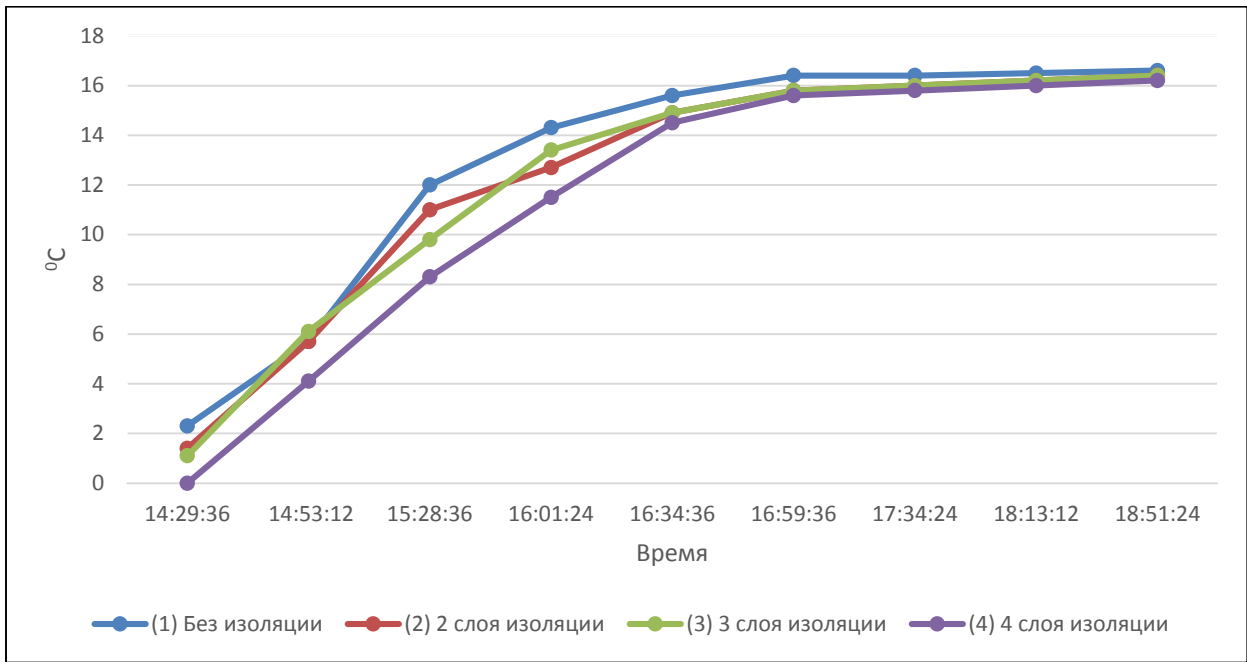
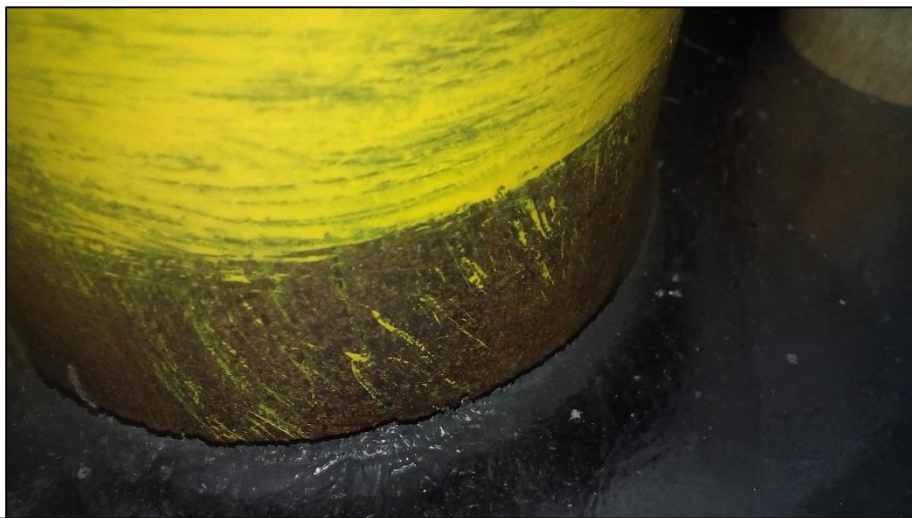


График 2 – Динамика температуры образцов в процессе их нагрева

График динамики температуры в процессе нагрева образца со слоем теплоизоляции в 4 мм расположен ниже остальных графиков по причине снижения коэффициента теплопередачи с увеличением количества слоев теплоизоляции на образце.

Данные графики 1 и 2 подтверждают эффективность жидкой теплоизоляции, так как процесс теплопередачи образцов с нанесенной теплоизоляцией менее активный, чем процесс теплопередачи образцов без изоляции.

Также после нагревания образцов в течение 6 часов наблюдается ореол оттаивания в месте соприкосновения «катушки» и льда (рисунок 27).



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

Рисунок 27 – Ореол оттаивания первого образца (без жидкой теплоизоляции)



Рисунок 28 – Ореол оттаивания четвертого образца (4 слоя жидкой теплоизоляции)

4. ОБОСНОВАНИЕ ЭФФЕКТИВНОСТИ ПРИМЕНЕНИЯ ЖИДКОЙ ТЕПЛОИЗОЛЯЦИИ В КАЧЕСТВЕ ЗАЩИТЫ ОПОРЫ ТРУБОПРОВОДА ОТ ТЕПЛОВОГО ИЗЛУЧЕНИЯ

4.1 Результаты расчета теплового поля моделируемой области многолетнемерзлого грунта с опорой с применением жидкой теплоизоляции и без нее

В работе проведено моделирование теплового поля ММГ с погруженной в него двух стоечной опорой в ПК Frost 3D. Целью моделирования ставилось определение ореола оттаивания грунта вокруг опоры из-за ее теплового воздействия, которое обусловлено атмосферным нагревом.

По результатам проведения научно-обоснованного прогноза тепловых режимов многолетнемерзлых грунтов в условиях теплового влияния от двух стоечной опоры установлено, что ореол оттаивания грунта вокруг опоры с фундаментом на всю глубину залегания летом 2023 года составляет 2,35 м, с фундаментом на 0,8 м опоры составляет 2,55 м.

Из полученных результатов можно сделать вывод о необходимости теплоизоляции опоры от атмосферного нагрева, так как опора оказывает значительное тепловое воздействие на многолетнемерзлый грунт.

В работе в 5 главе проведено сравнение видов теплоизоляции, которую возможно применить для защиты двух стоечной опоры от атмосферного нагрева. В качестве ресурсоэффективной защиты от атмосферного воздействия двух стоечной опоры определена сверхтонкая жидкая теплоизоляция, являющаяся экономически выгодной.

Эффективность выбранной теплоизоляции подтверждена экспериментально.

					Исследование эффективной защиты от теплового излучения двух стоечной опоры промышленного нефтегазопровода в условиях Крайнего Севера			
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата				
Разраб.	Волков А.Э.				Обоснование эффективности применения жидкой теплоизоляции в качестве защиты опоры трубопровода от теплового излучения	Лит.	Лист	Листов
Руковод.	Брусник О.В.							144
Консульт.						НИ ТПУ ИПШР гр.2БМ71		
Руковод ОНД	Шадрина А.В.							

По результатам 6 часового эксперимента, при котором происходил, нагрев образцов, погруженных в лед и теплоизолированных от атмосферного нагрева, выявлено, что ореол оттаивания льда образца без жидкой изоляции составил 2,8 мм, ореол оттаивания льда у образца с нанесенной жидкой теплоизоляцией слоем 2 мм не наблюдался.

Данное наблюдение может свидетельствовать об эффективности теплоизоляции, так как ореол оттаивания льда вокруг образцов с нанесенной жидкой теплоизоляцией значительно меньше ореола оттаивания льда у образца без теплоизоляции. Следовательно, благодаря теплоизоляции происходит уменьшения процесса теплопередачи от в системе «опора – многолетнемерзлый грунт».

На основании эксперимента сделан расчет теплового поля грунта с опорой, на которую нанесена жидкая теплоизоляция слоем в 3 мм. Проведен научно-обоснованный прогноз тепловых режимов многолетнемерзлого грунта в условиях теплового влияния от двух стоечной опоры с применением жидкой теплоизоляции. Установлено, что ореол оттаивания грунта вокруг опоры с фундаментом на всю глубину залегания летом 2023 года составляет 1,7 м, с фундаментом на 0,8 м опоры составляет 1,85 м.

Таблиц 5 – Сравнения размера ореола оттаивания многолетнемерзлого грунта вокруг двух стоечной опоры газонефтепровода

	Размер ореола оттаивания ММГ	
	Фундамент опоры на всю глубину залегания	Фундамент опоры на 0,8 м от глубины залегания
Моделирование опоры без изоляции	2,35 м	2,55 м
Моделирование опоры с жидкой теплоизоляцией	1,7 м	1,85 м

3.3 Решения обратной задачи для определения теплопередачи от образцов для эксперимента к льду в Frost 3D

Для подтверждения практических данных, полученных в результате экспериментального воспроизведения залегания опоры в ММГ, и решения обратной задачи для нахождения теплопередачи от образцов к льду было

					Обоснование эффективности применения жидкой теплоизоляции в качестве защиты опоры трубопровода от теплового излучения	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

проведено моделирование в ПК Frost 3D условий эксперимента с образцами «катушками».

На рисунке 29 представлена модель теплового поля грунта с погруженным в него образцом без теплоизоляции. Ореол оттаивания вокруг образца «катушки» при данных условиях составил 3 мм.

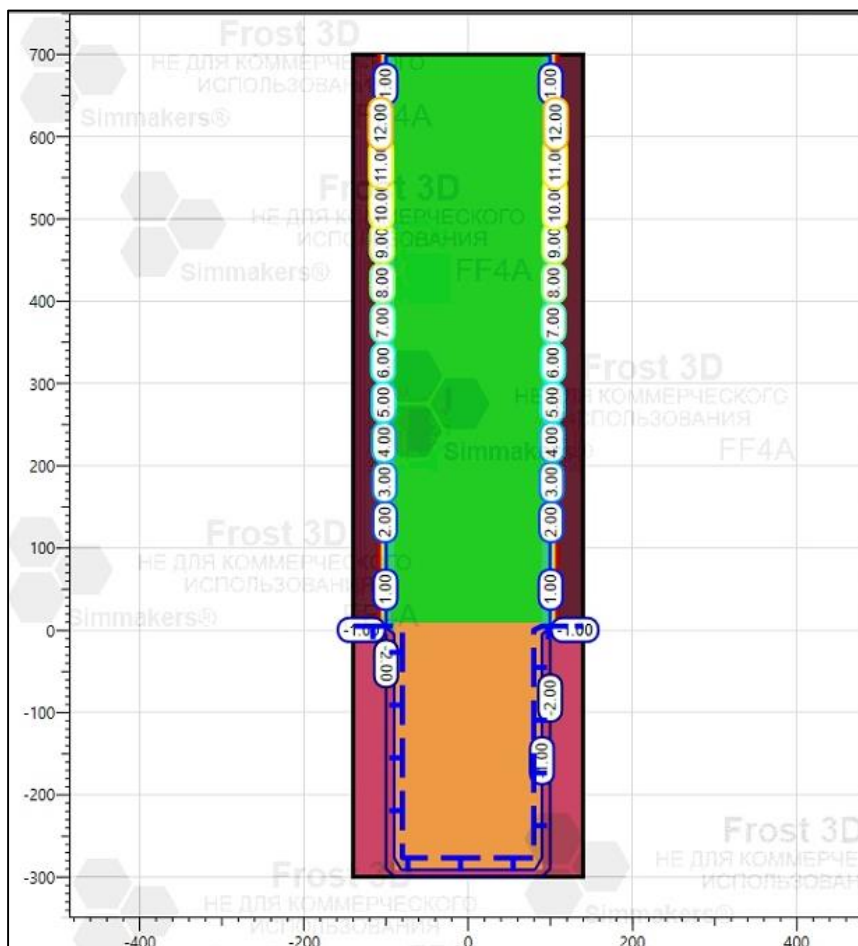


Рисунок 29 – Результаты расчета теплового поля в виде изолиний температур в поперечном сечении моделируемой области льда с образцом без теплоизоляции через 6 часов нагрева

Далее проведено моделирование эксперимента с нагревом верхней части образца. Нижняя часть погружена в лед. На «катушку» нанесена жидкая теплоизоляция слоем в 2 мм.

					Обоснование эффективности применения жидкой теплоизоляции в качестве защиты опоры трубопровода от теплового излучения	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

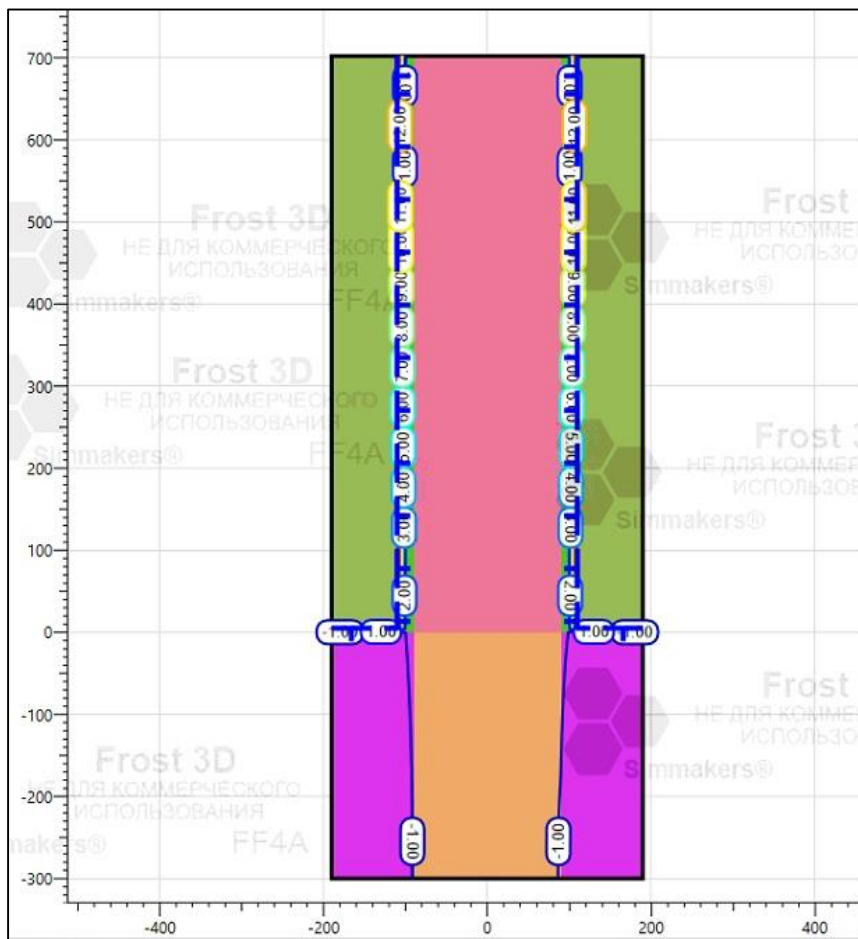


Рисунок 30– Результаты расчета теплового поля в виде изолиний температур в поперечном сечении моделируемой области льда с образцом с теплоизоляцией слоем 2 мм через 6 часов нагрева

На рисунке 30, используя эмпирический метод, решена обратная задача нахождения коэффициента теплопроводности.

Опытным путем выявлено, что теплопроводность сверхтонкой жидкой теплоизоляции составила $0,005 \text{ Вт/м}^\circ\text{С}$ при температуре окружающей среды 18°С .

Полученное значение теплопроводности в 5 раз выше, чем заявленное производителем ($0,0011 \text{ Вт/м}^\circ\text{С}$), по ряду причин:

- имеется погрешность в экспериментальных данных, используемых при моделировании;
- при применении эмпирического метода использовалось допущение, что переход к оттаиванию грунта произойдет в следующий шаг времени (15 минут) после проведения шестичасового эксперимента.

ГЛАВА 5. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение

Исследование эффективной защиты от теплового излучения двух стоечной опоры промышленного нефтегазопровода в условиях крайнего севера ставит вопрос о ресурсоэффективной защите. Так, для расчета стоимости нанесения той или иной теплоизоляции на опоры трубопровода при расчете стоимости следует учесть:

- расчет трудовой оплаты специалистам, выполняющим работы на погонный метр
- расчет материальных затрат на теплоизоляцию на погонный метр

5.1 Расчёт нормативной продолжительности выполнения работ

Суммы, начисленные по тарифным ставкам, должностным окладам, сдельным расценкам или в процентах от выручки от реализации продукции (работ, услуг) в соответствии с принятыми на предприятии (организации) формами и системами оплаты труда. Премии за производственные результаты, надбавки к тарифным ставкам и окладам за профессиональное мастерство и др. Начисления стимулирующего или компенсирующего характера – надбавки за работу в ночное время, в многосменном режиме, совмещение профессий, работу в выходные и праздничные дни и др. Надбавки по районным коэффициентам, за работу в районах крайнего Севера и др. Суммы платежей (взносов) работодателей по договорам обязательного и добровольного страхования.

Для расчета затраченного времени отлаиваемся от нанесения сверхтонкой жидкой теплоизоляции. В расчете необходимо учитывать такие параметры как:

- на вахте, слесарь-монтажник работает 5 часов до и 6 часов после обеда
- жидкая теплоизоляция сохнет около 6 часов

					Исследование эффективной защиты от теплового излучения двух стоечной опоры промышленного нефтегазопровода в условиях Крайнего Севера			
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата				
Разраб.	Волков А.Э.				Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Лит.	Лист	Листов
Руковод.	Брусник О.В.							144
Консульт.	Романюк В.Б.					НИ ТПУ ИПШР гр.2БМ71		
Руковод ОНД	Шадрин А.В.							

- от места сбора, до проводимых работ, в среднем доставка рабочих осуществляется за 30 минут
- на утренний и после обеденный развод с приготовлением и укладкой в транспортное средство необходимое оборудование необходимо 30 минут
- для окрашивания одной двухстрочной опоры краскопультom необходимо 4 минут
- для прихода на другую двухстрочную опору необходимо 4 минут

За 1 рабочий день, рабочие могут нанести 2 слоя жидкой теплоизоляции на 30 двухстоечных опор. Шесть слоев сверхтонкой жидкой теплоизоляции возможно нанести за 3 рабочих дня. Площадь поверхности одной двухстрочной опоры порядка 4 погонных метров.

Резюмируя выше сказанное можно сказать о том, что для нанесения сверхтонкой жидкой теплоизоляции 120 погонных метров необходимо 33 часа.

Возьмём рабочее время, как время необходимое для нанесение теплоизоляции на 120 погонных метров

С такой работой как укладка теплоизоляции на опоры трубопровода справятся 2 слесаря-монтажных работника 4 разряда. Оклад слесаря-монтажника 170 рублей в час. А также необходимо учесть что каждому рабочему выдается 400 рублей в сутки на питание.

5.2 Расчет затрат на теплоизоляцию

Величина материальных затрат складывается из стоимости потребления сырья, материалов, покупных полуфабрикатов, топлива, воды и энергии всех видов, части транспортных, заготовительных и других расходов по их приобретению. При изготовлении продукции она непосредственно относится на издержки производства того отчетного периода, в котором имел место расход материальных ценностей. В состав материальных затрат, как экономического элемента издержек, кроме сырья, основных и вспомогательных материалов, покупных полуфабрикатов, включаются расходы на топливо и энергию, запасные части и другие материалы для ремонта, на содержание и эксплуатацию основных средств, в том числе природоохранного назначения. По технологическим признакам к

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

сырью относится продукция добывающих отраслей промышленности и сельского хозяйства, образующая материальную основу изделий. Стоимость собственного сырья включает затраты труда на его добычу или производство, а в некоторых случаях и переработку. Расходы на производство или добычу собственного сырья выделяются в управленческом учете как самостоятельное место затрат и центр ответственности. Основными материалами следует считать предметы труда.

Для уменьшения передачи тепла в вечномёрзлые породы через опоры трубопровода можно использовать такие теплоизоляционные материалы как:

- минеральная вата
- вспененный синтетический каучук
- вспененный полиэтилен
- пеноизол
- сверхтонкая жидкая теплоизоляция

Рассмотрим материальные и трудовые затраты на каждый теплоизоляционный материал.

5.2.1 Минеральная вата

Благодаря своей высокой эффективности очень популярны теплоизоляторы, состоящие из минеральной ваты. Среди их преимуществ можно выделить следующие:

- достаточная степень термостойкости (до 6500 С), при этом материал, нагреваясь, не теряет первоначальные механические и теплоизоляционные характеристики;
- химическая стойкость к растворителям, щелочам, кислотам, масляным растворам;
- незначительное водопоглощение – вследствие обработки специальными пропиточными составами;
- минвата считается нетоксичным строительным материалом.

Большим недостатком является необходимость дополнительной изоляции (стеклоткань, металлическая скорлупа и т.д.). Но при этом минеральная вата имеет

					<i>Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение</i>	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

низкую плотность и его очень просто монтировать. Стоимость минеральной ваты не высокая, но дополнительные материалы, которые необходимо использовать значительно повышают цену, а также делают монтаж более затратным по времени.

Таблица 5.2.1.1 – Материалы и комплектующие

Теплоизоляция	Себестоимость материала на 1 погонный метр, руб.	Сумма затрат на материалы за 120 погонного метра, руб.	Накладные расходы (10%)	Всего затраты
Минеральная вата	512,00	61440,00	6144,00	67584,00

Таблица 5.2.1.2 – Оплата труда

Должность	Количество	Рабочее время необходимое для нанесения теплоизоляции на 120 м ² , ч.	Суточные, руб.	Заработная плата с учетом надбавок и РК (1,8), руб.	Социальные отчисления, 30%, руб.	Сумма общая, руб.
Слесарь-монтажник	2	41	1490,91	12546,00	3763,80	35601,42

5.2.2 Вспененный синтетический каучук

Вспененный синтетический каучук относят к пеноэластомерам. Это гибкие пеноматериалы с закрытыми порами. Выпускаются в пластинах либо экструдированием с последующей вулканизацией пены. По огнестойкости относятся к категории самогасимых материалов. Не подвержены действию плесени и микроорганизмов. Имеют высокую степень стойкость к влагопоглощению и паропроницанию.

Вспененный синтетический каучук представлен в виде труб и листов. Трубчатые оболочки применяются для теплоизоляции стальных, медных и пластмассовых трубопроводов с наружным диаметром от 6 до 160 мм. Толщина изоляционного слоя составляет 6-32 мм. Для тепло-изоляции труб большого диаметра, соединительных деталей, арматуры, трубопроводов некруглого сечения и оборудования выпускаются плоские листы и рулоны различной толщины, в том числе с клеевым слоем.

Плотность изоляции из вспененного каучука - 40-80 кг/м³. Количество закрытых пор у таких утеплителей должно быть не менее 90%.

Таблица 5.2.2.1 – Материалы и комплектующие

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

Теплоизоляция	Себестоимость материала на 1 погонный метр, руб.	Сумма затрат на материалы за 120 погонного метра, руб.	Накладные расходы (10%)	Всего затраты
Вспененный синтетический каучук	1074,00	128880,00	12888,00	141768,00

Таблица 5.2.2.2 – Оплата труда

Должность	Количество	Рабочее время необходимое для нанесение теплоизоляции на 120 м ² , ч.	Суточные, руб.	Заработная плата с учетом надбавок и РК (1,8), руб.	Социальные отчисления, 30%, руб.	Сумма общая, руб.
Слесарь-монтажник	2	11	400,00	3366,00	1009,80	9551,60

5.2.3 Вспененный полиэтилен

Вспененный полиэтилен (или пенополиэтилен ППЭ, expanded polythene EPE) – это получаемый на основе полиэтилена материал с закрыто-пористой структурой, относящийся к классу газонаполненных термопластичных полимеров, называемых также пенополимерами или термопластами. Вспененный ПЭ находит применение как отличный изолятор в отношении тепла, жидкостей, шума и пара.

В результате получается упругое эластичное полотно, имеющее закрытопористую структуру ячеек. Выпускается в рулонах, листах, в виде скорлуп и жгутов. Материал получил широкое применение в разных отраслях промышленности, особенно, в строительстве, благодаря: высоким тепло-звукоизоляционным качествам, прочностным характеристикам, простоте монтажа и относительно невысокой стоимости. Выделяют сшитый и несшитый пенополиэтилен по способу производства.

Вспененный полиэтилен имеет широкое применение в качестве изолирующего и сохраняющего тепло материала, что объясняется высотой показателей по всем его техническим характеристикам, разнообразностью производимых форм, а также сравнительной дешевизной его производства.

Большим недостатком является необходимость дополнительной изоляции (металлическая скорлупа и т.д.). Но при этом вспененный полиэтилен имеет

непереносимость ультрафиолетовых лучей и его очень просто монтировать. Стоимость вспененного полиэтилена не высокая, но дополнительные материалы, которые необходимо использовать значительно повышают цену, а также делают монтаж более затратным по времени.

Таблица 5.2.3.1 – Материалы и комплектующие

Теплоизоляция	Себестоимость материала на 1 погонный метр, руб.	Сумма затрат на материалы за 120 погонного метра, руб.	Накладные расходы (10%)	Всего затраты
Вспененный полиэтилен	789,00	94680,00	9468,00	104148,00

Таблица 5.2.3.2 – Оплата труда

Должность	Количество	Рабочее время необходимое для нанесение теплоизоляции на 120 м ² , ч.	Суточные, руб.	Заработная плата с учетом надбавок и РК (1,8), руб.	Социальные отчисления, 30%, руб.	Сумма общая, руб.
Слесарь-монтажник	2	27	981,82	8262,00	2478,60	23444,84

5.2.4 Пеноизол

Пеноизол - это органический ячеистый карбамидный пенопласт, который относится к группе утеплителей с низкой плотностью (5-35 кг/м³). Используется как строительный материал с малой теплопроводностью (заявляемый коэффициент - 0.028-0.047 Вт/м*°К), отличается большой сопротивляемостью огню, биостойкостью и чрезвычайно экономичной стоимостью.

Оптимальный вариант – теплоизоляция межкладочного пространства, в этом случае пеноизол почти не усаживается (в пределах 1 %), закрыт от лучей, осадков и грунтовых вод. Хорошие результаты достигаются при заполнении жидким пенопластом внутренних перегородок или навесных фасадных систем (конечно при условии надежной гидро- и парозащиты).

Большим недостатком является необходимость дополнительной изоляции (металлическая скорлупа и т.д.). Но при этом пеноизол имеет непереносимость ультрафиолетовых лучей и его очень просто монтировать. Стоимость пеноизола не

высокая, но дополнительные материалы, которые необходимо использовать значительно повышают цену, а также делают монтаж более затратным по времени.

Таблица 5.2.4.1 – Материалы и комплектующие

Теплоизоляция	Себестоимость материала на 1 погонный метр, руб.	Сумма затрат на материалы за 120 погонного метра, руб.	Накладные расходы (10%)	Всего затраты
Пеноизол	548,00	65760,00	6576,00	72336,00

Таблица 5.2.4.2 – Оплата труда

Должность	Количество	Рабочее время необходимое для нанесения теплоизоляции на 120 м ² , ч.	Суточные, руб.	Заработная плата с учетом надбавок и РК (1,8), руб.	Социальные отчисления, 30%, руб.	Сумма общая, руб.
Слесарь-монтажник	2	27	981,82	8262,00	2478,60	23444,84

5.2.5 Сверхтонкая жидкая теплоизоляция

Покрытие трубопровода теплоизолирующей краской при толщине слоя примерно 2 мм позволяет достичь таких же результатов, как если бы трубы утеплялись несколькими слоями минеральной ваты или пенополистрирола. Краска безопасна для человека и окружающей среды, практически без запаха и поэтому не требует проветривания, создает защиту металла от коррозии, устойчива к нагреванию до высоких температур и может применяться, помимо бытовых целей, в тяжелых условиях производства и промышленности.

Выпускается данный утеплитель в виде аэрозоля, что максимально упрощает монтаж и позволяет краске покрыть самые труднодоступные места трубопровода.

Жидкая теплоизоляция нового поколения доказала свою надежность в качестве средства для сохранения температуры поверхности, подходящего для использования практически при любых атмосферных условиях.

После полимеризации материал застывает и формирует полимерное эластичное покрытие. Жидкую теплоизоляцию наносят несколькими основными

способами: при помощи малярной кисти, валика или через специальный безвоздушный распылитель.

Таблица 5.2.5.1 – Материалы и комплектующие

Теплоизоляция	Себестоимость материала на 1 погонный метр, руб.	Сумма затрат на материалы за 120 погонного метра, руб.	Накладные расходы (10%)	Всего затраты
Сверхтонкая жидкая теплоизоляция	342,00	41040,00	4104,00	45144,00

Таблица 5.2.5.2 – Оплата труда

Должность	Количество	Рабочее время необходимое для нанесения теплоизоляции на 120 м ² , ч.	Суточные, руб.	Заработная плата с учетом надбавок и РК (1,8), руб.	Социальные отчисления, 30%, руб.	Сумма общая, руб.
Слесарь-монтажник	2	33	1200,00	10098,00	3029,40	28654,80

5.3 Оценка ресурсоэффективной теплоизоляции для двух стоечной опоры промышленного нефтегазопровода

На основании вышеперечисленных расчетов затрат определяется общая сумма затрат на проведение организационно – технического мероприятия по нанесению теплоизоляции площадью 120 м²

Таблица 5.3.1 - Затраты на проведение организационно технического мероприятия

Статьи затрат	Варианты теплоизоляции				
	Минеральная вата	Вспененный синтетический каучук	Вспененный полиэтилен	Пеноизол	Сверхтонкая жидкая теплоизоляция
Трудовые затраты, ч/час.	82	22	54	54	66
Оплата труда, руб.	61481	128891	94707	65787	41073
Материальные расходы, руб.	35601,42	9551,6	23444,84	23444,84	28654,8
Итого, руб.	97082,41	138442,6	118151,83	89231,83	69727,8

График 5.3.2 – Всего затраты на проведение организационно технического мероприятия



5.4 Методика расчёта эффективности мероприятия по внедрению новой техники и технологии

Эффект – это определённый результат, полученный в течение какого – либо периода. Эффект – всегда абсолютная величина (например, национальный доход, объём произведённой продукции, прибыль и т. д.). При оценке эффекта сравниваются фактические или ожидаемые показатели с установленным стандартом, эталоном, заранее принятой целью и др. Эффект в общем виде представляет собой разность между результатами и затратами, ценой товара и его себестоимостью, между плановыми и фактическими значениями показателя и т. д. Эффективность характеризует соотношение полученного эффекта с затратами на его осуществление.

Виды эффекта:

- научный – связан с открытием новых явлений материального мира или закономерностей его развития, а также с выявлением практических возможностей их использования в хозяйственной деятельности;
- технический – характеризуется получаемым преимуществом создаваемых или улучшаемых технологических систем по сравнению с наиболее прогрессивными средствами в данной технической области;

- социальный – отражает развитие человеческого фактора, рост квалификации и изменение профессионального состава персонала, а также улучшение условий труда и повышение его эффективности;
- экономический – отражает сокращение или экономию производственных ресурсов на изготовление продукции (услуги).
- Виды экономической эффективности:
 - коммерческая – учитывает финансовые последствия реализации инновационного проекта для его непосредственных участников;
 - бюджетная – отражает финансовые результаты осуществления проекта для государственного или местного бюджета;
 - народнохозяйственная – содержит связанные с реализацией проекта экономические затраты и результаты, выходящие за пределы прямых финансовых интересов участников инвестиционного проекта.

Экономическая эффективность производства измеряется путём сопоставления результатов производства (эффекта) с затратами или применяемыми ресурсами. Расчёты экономической эффективности производства производятся по системе показателей, которые группируются по содержанию показателей, отражающих эффективность использования в производстве элементов затрат и ресурсов на обобщающие и частные показатели. К обобщающим показателям относятся следующие:

- рост производства продукции в стоимостном выражении;
- производство продукции на 1 руб. затрат;
- относительная экономия основных производственных фондов, нормируемых оборотных средств, материальных затрат, фонда оплаты труда;
- общая рентабельность.

Система частных показателей включает показатели:

- эффективности использования труда (выработка, трудоёмкость);
- эффективности использования основных фондов (фондоотдача, фондоёмкость);

- эффективности использования оборотных средств (коэффициент оборачиваемости, период оборота);
- эффективности капитальных вложений (срок окупаемости, коэффициент эффективности капитальных вложений, удельные капитальные вложения);
- эффективности использования материальных ресурсов (материалоёмкость, материалоотдача).

С помощью руководителя организационно-экономической части дипломного проекта, исходя из темы дипломного проекта выбирается методика и направления расчетов экономической, социальной, экологической эффективности мероприятия.

5.4.1 Расчет экономической эффективности

Экономический эффект \mathcal{E}_t за весь период жизни новой техники рассчитывается по формуле:

$$\mathcal{E}_m = P_m - Z_m, \quad (3.1)$$

где \mathcal{E}_t – экономическая эффективность мероприятия НТП за расчетный период, тыс. руб.;

P_t – стоимостная оценка результатов осуществления мероприятий за расчетный период;

Z_t – стоимостная оценка затрат на осуществление мероприятия НТП.

Расчетный период результатов осуществления мероприятий берем за срок службы материала с сохранением полезных свойств и внешнего вида составляющий 15 лет.

Стоимостная оценка результатов за расчетный период осуществляется следующим образом:

$$P_m = P_t \cdot t, \quad (3.2)$$

где P_t – стоимостная оценка результатов в t-ом году расчетного периода;

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

t - расчетный период времени результатов осуществления мероприятий.

В исследование стоимостная оценка результатов P_t будет являться затратами на ликвидации дефекта по причины пучения двухстрочных опор.

Определение затрат на ликвидацию дефекта:

$$P_t = (Z_p + Z_m) \cdot K_t, \quad (3.3)$$

где Z_p - затраты на оплату труда;

Z_m - затраты на материальные средства;

K_t - количество ликвидаций в год.

При ликвидации дефекта связанного с изменением устойчивости двухстрочной опоры на промысле необходим обеденный персонал

Таблица 5.4.1 – Оплата труда при ликвидации дефекта

Должность	Количество	Оклад в час, руб.	Рабочее время необходимое ликвидации дефекта, ч.	Суточные, руб.	Заработная плата с учетом надбавок и РК (1,8), руб.	Социальные отчисления, 30%, руб.	Сумма общая, руб.
Мастер	1	250	22	1000,00	9900,00	2970,00	13870,00
Слесарь-монтажник	2	170	22	800,00	6732,00	2019,60	19103,20
Линейный трубопроводчик	2	180	22	800,00	7128,00	2138,40	20132,80

Таблица 5.4.2 – Материальные затраты на ликвидацию дефекта

Необходимые материалы	Себестоимость материала	Накладные расходы (10%)	Всего затраты
Цемент	2500,00	250,00	2750,00
Оборудование	100000,00	10000,00	110000,00
Спец. инструмент	55000,00	5500,00	60500,00

Изменением устойчивости двухстрочной опоры на промысле происходит пять в год на участке трубопровода длиной 50 километров.

Затраты на ликвидацию дефекта связанного с изменением устойчивости двухстрочной опоры на промысле длиной трубопровода 50 километров составляют 1131780,00 рублей

Стоимостная оценка результатов за расчетный период осуществляется составляет 16976700,00 рублей.

Определение количества погонных метров двухстоечной опоры на

расчетной длине трубопровода:

$$L_n = \frac{l_m}{l_c} \cdot O_n, \quad (3.4)$$

Где l_T - длина расчетного трубопровода, м;

l_c - длина одного стыка, м;

O_n - количество погонных метров в опоре

Одностоечной – 2 погонных метра

Двухстоечной – 4 погонных метра

Четырехстоечной – 8 погонных метров.

Погонных метра двухстрочной опоры на участке длиной 50 километров составляет 18181,81 погонных метра.

Стоимостная оценка затрат на осуществление мероприятия НТП рассчитывается по формуле:

$$\mathcal{E}_T = \frac{L_n}{\mathcal{E}_n}, \quad (3.5)$$

где L_n - количества погонных метров двухстоечной опоры на расчетной длине трубопровода;

\mathcal{E}_n - общие затраты при расчете НТП на один погонный метр.

Из пункта 2.3 мы можем найти \mathcal{E}_n для каждой теплоизоляции.

Из графика 3.1 можно взять ресурсоэффективную теплоизоляцию и рассчитать затраты на один погонный метр по формуле;

$$\mathcal{E}_n = \frac{Z_n}{P_n}, \quad (3.6)$$

где Z_n - Общие затраты на рассчитанное количество погонных метров;

P_n - Количество погонных метров взятое для расчета.

\mathcal{E}_n для сверхтонкой жидкой теплоизоляции равен 581,00 рубль.

Стоимостная оценка затрат на осуществление мероприятия НТП для промысла длиной трубопровода 50 километров составляет 10564818,18 рублей.

Экономический эффект \mathcal{E}_T за весь период жизни новой техники составляет 6411881,82 рублей

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

При оценке эффективности мероприятия рассчитывается также показатель – срок окупаемости капитальных вложений (лет):

$$T_{ок} = \frac{K \cdot t}{P_t}, \quad (3.7)$$

где K - капитальные вложения, необходимые для осуществления проекта, тыс. руб.;

P_t - стоимостная оценка результатов в t -ом году расчетного периода;

t - расчетный период времени результатов осуществления мероприятий.

Нормативный срок окупаемости капитальных вложений равен 9,34 (9) лет.

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

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

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

6.1 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности

Организация и выполнение работ в строительном производстве, промышленности строительных материалов и строительной индустрии должны осуществляться при соблюдении законодательства Российской Федерации об охране труда (далее - законодательства), а также иных нормативных правовых актов, установленных Перечнем видов нормативных правовых актов, утвержденных постановлением Правительства Российской Федерации от 23 мая 2000 года N 399 «О нормативных правовых актах, содержащих государственные нормативные требования охраны труда».

Обеспечение технически исправного состояния строительных машин, инструмента, технологической оснастки, средств коллективной защиты, работающих осуществляется организациями, на балансе которых они находятся.

Перед началом выполнения строительно-монтажных работ на

					Исследование эффективной защиты от теплового излучения двух стоечной опоры промышленного нефтегазопровода в условиях Крайнего Севера			
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>				
<i>Разраб.</i>	Волков А.Э.				<i>Социальная ответственность организации при строительстве промышленного газонефтепроводов в условиях Крайнего Севера</i>	<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Руковод.</i>	Брусник О.В.							144
<i>Консульт.</i>	Черемискина М.С.					НИ ТПУ		ИПШР
<i>Руковод ОНД</i>	Шадрина А.В.							

территории организации генеральный подрядчик (субподрядчик) и администрация организации, эксплуатирующая (строящая) этот объект, обязаны оформить акт-допуск.

Перед началом работ в условиях производственного риска необходимо выделить опасные для людей зоны, в которых постоянно действуют или могут действовать опасные факторы, связанные или не связанные с характером выполняемых работ [16].

К зонам постоянно действующих опасных производственных факторов относятся:

- места вблизи от неизолированных токоведущих частей электроустановок;
- места вблизи от неогражденных перепадов по высоте 1,3 м и более;
- места, где возможно превышение предельно допустимых концентраций вредных веществ в воздухе рабочей зоны.

К зонам потенциально опасных производственных факторов следует относить:

- участки территории вблизи строящегося здания (сооружения);
- этажи (ярусы) зданий и сооружений в одной захватке, над которыми происходит монтаж (демонтаж) конструкций или оборудования;
- зоны перемещения машин, оборудования или их частей, рабочих органов;
- места, над которыми происходит перемещение грузов кранами.

К работникам, выполняющим работы в условиях действия опасных производственных факторов, связанных с характером работы, в соответствии с законодательством предъявляются дополнительные требования безопасности. Перечень таких профессий и видов работ должен быть утвержден в организации с учетом требований законодательства.

Работники, занятые работами в условиях действия опасных и (или) вредных производственных факторов, должны проходить обязательные предварительные при поступлении на работу и периодические медицинские осмотры в соответствии с законодательством в порядке, установленном

приказом Минздрава России от 10 декабря 1996 года N 405, зарегистрированным в Минюсте России 31 декабря 1996 года, регистрационный N 1224 [16].

В соответствии с действующим законодательством обязанности по обеспечению безопасных условий охраны труда в организации возлагаются на работодателя.

При обнаружении нарушений норм и правил охраны труда работники должны принять меры к их устранению собственными силами, а в случае невозможности этого прекратить работы и информировать должностное лицо.

В случае возникновения угрозы безопасности и здоровью работников ответственные лица обязаны прекратить работы и принять меры по устранению опасности, а при необходимости обеспечить эвакуацию людей в безопасное место.

Подготовительные мероприятия должны быть закончены до начала производства работ. Соответствие требованиям охраны и безопасности труда производственных территорий, зданий и сооружений, участков работ и рабочих мест вновь построенных или реконструируемых промышленных объектов определяется при приемке их в эксплуатацию.

Окончание подготовительных работ на строительной площадке должно быть принято по акту о выполнении мероприятий по безопасности труда [17].

Социальная защищенность работника важна, так как обеспечивает персоналу безопасность.

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

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

Таблица 1 – Опасные и вредные факторы

Источник фактора, наименование видов работ	Факторы (по ГОСТ 12.0.003-74[1])		Нормативные документы
	Вредные	Опасные	

1. Земляные работы 2. Погрузочно-разгрузочные работы труб 3. Бурение скважин под сваи 4. Установка свай 5. Установка специальных опор 6. Обеспечение тепло-электроизолированности	1. Повышенная запыленность и загазованность воздуха рабочей зоны 2. Повышенная или пониженная температура воздуха рабочей зоны 3. Повышенный уровень шума на рабочем месте 4. Повышенный уровень вибрации	1. Движущиеся машины и механизмы; подвижные части производственного оборудования; передвигающиеся изделия, заготовки, материалы 2. Электрический ток	1. Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны 1. ГОСТ 12.1.005-88[2] 2. ГОСТ 12.1.003-2014 ССБТ. Шум. Общие требования безопасности[3] 3. ГОСТ 12.1.012-90 ССБТ. Вибрационная болезнь. Общие требования[4] 4. ГОСТ 12.1.029-80 ССБТ. Средства и методы защиты от шума[5] 5. ГОСТ 12.2.003-91 ССБТ. Оборудование производственное. Общие требования безопасности[6] 6. ГОСТ 12.1.010-76 ССБТ. Взрывобезопасность[7]
--	--	---	---

2.1 Климат рабочей зоны

Микроклимат влияет на трудоспособность и общее состояние работника.

К показателям, характеризующим микроклимат относят: температуру воздуха, относительную влажность, скорость движения воздуха, тепловое излучение [2].

Существуют оптимальные и допустимые показатели температур, влажности, скорости воздуха. В кабинах управления технологическими процессами

					Социальная ответственность организации при строительстве промышленного газонефтепроводов в условиях Крайнего Севера	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

оптимальная температура 22-24 °С. Однако, районы многолетнемерзлых грунтов имеют экстремальные условия. Температура воздуха может достигать -50°С. При таких условиях у человека увеличивается теплоотдача и есть вероятность переохлаждения. Локально-правовые акты устанавливают температуры окружающей среды, при которых запрещается проведение работ.

Таблица 2 – Работы на открытом воздухе приостанавливаются при погодных условиях (Постановление от 11.02.2011 г. №29а) [7]

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

При температуре 10 °С и ниже, трудящимся на открытом воздухе необходимо предоставлять перерывы для обогрева в специально отведенных помещениях, оборудованных в соответствии с санитарными нормами правилами. Количество и продолжительность перерывов указываются в трудовом расписании. Также, для обеспечения безопасности, работникам выдается спецодежда, позволяющая сохранить тепло, спецобувь и другие средства индивидуальной защиты. Порядок выдачи и пользования средствами индивидуальной защиты определяется Правилами обеспечения работников специальной одеждой, специальной обувью и другими СИЗ ГОСТ 29335-92 [12].

2.2 Воздух рабочей зоны

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

Загазованность воздуха рабочей зоны появляется в результате выхлопа спецтехники, запыленность воздуха может возникнуть из-за работ, связанных с очисткой поверхности трубопровода. Когда воздух загрязнен, кровь хуже насыщается кислородом, что влияет на самочувствие работника. При постоянном загазованном воздухе может возникнуть легочные заболевания.

					Социальная ответственность организации при строительстве промышленного газонефтепроводов в условиях Крайнего Севера	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Основанием для проведения мер борьбы с пылью является гигиеническое нормирование, установленное перечнем ПДК фиброгенной пыли в воздухе рабочих помещений приведен в ГОСТ 12.1.005-88 (с изм. №1 от 2000 г.) [4]. ПДК фиброгенной пыли в зависимости от процентного содержания диоксида кремния составляет 1 и 2 мг/м³. Для других видов пыли ПДК от 2 до 10 мг/м³. Предельно допустимая среднесуточная концентрация пыли в воздухе не должна превышать 0,15 мг/м³, а максимально разовая - 0,5 мг/м³[4].

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

2.3 Шум и вибрация

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

Таблица 3 – Допустимые уровни шума, дБ, на рабочем месте [10]

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

Влияние вибрации также весомо. Режим труда должен устанавливаться при показателе превышения вибрационной нагрузки не более 12 дБ[5]. Вибрация снижает производительность труда.

2.4 Недостаточная освещенность рабочей зоны

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

- не менее 10 люкс при выполнении земляных работ;
- не менее 100 люкс на рабочем месте при выполнении монтажных и изоляционных работ;
- не менее 2 люкс на проездах в пределах рабочей площадки;
- не менее 5 люкс в проходах к месту производства работ [11].

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

Для освещения мест производства наружных строительных и монтажных работ применяются лампы накаливания общего назначения, лампы накаливания прожекторные, лампы накаливания галогенные, лампы ртутные газоразрядные высокого давления, лампы ксеноновые, лампы натриевые высокого давления[11].

2.5 Контакт с животными, насекомыми, пресмыкающимися

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

2.6 Движущиеся машины и механизмы

Прокладка трубопровода и обеспечение его устойчивости сопровождается использованием машин и механизмов. Опасный фактор возникает из-за расположения рабочего персонала вблизи работающих машин и механизмов (экскаваторы, бульдозеры, трубоукладчики и т.д).

Согласно ГОСТ 12.2.062-81[13] ограждение не должно ограничивать технические возможности, должно соответствовать требованиям технической эстетики, а также оно должно устанавливаться так, чтобы его нельзя было

					Социальная ответственность организации при строительстве промышленного газонефтепроводов в условиях Крайнего Севера	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

передвинуть из защитного положения.

2.7 Повреждение электрическим током

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

Главными причинами электротравматизма являются:

1. Прикосновение к неизолированным токо-ведущим частям.

2. Появление напряжения в местах, где при рабочих условиях их не должно быть. Обычно такое происходит из-за повреждения изоляции проводов и кабелей.

3. Несогласованные и неправильные действия персонала.

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

6.3 Экологическая безопасность

При обеспечении устойчивости трубопроводов нарушается поверхностный слой почвы, водные и лесные ресурсы. Природоохранные мероприятия приведены в таблице 4.

Таблица 4 – Вредные воздействия на окружающую среду и природоохранные мероприятия при проведении работ на МГ в условиях Крайнего Севера

Природные Ресурсы и компоненты ОС	Вредные воздействия	Природоохранные мероприятия
Земля и земельные ресурсы	Уничтожение и повреждение почвенного слоя, сельхозугодий и других земель	Рациональное планирование мест и сроков проведения работ. Соблюдение нормативов отвода земель. Рекультивация земель

	Засорение почвы производственными отходами	Вывоз и захоронение производственных отходов
	Загрязнение почвы метанолом, химреактивами и др.	Сооружение поддонов, Отсыпка площадок для стоянки техники. Вывоз, уничтожение и захоронение остатков нефтепродуктов, химреактивов, мусора, загрязненной земли и т.д.
	Создание выемок и неровностей, усиление эрозионной опасности. Уничтожение растительности.	Засыпка выемок, горных выработок
Леса лесные ресурсы	Уничтожение, повреждение и загрязнение почвенного покрова	Мероприятия по охране почв
	Лесные пожары	Уборка и уничтожение порубочных остатков и другие меры ухода за лесосекой
	Оставление недорубов, захламление лесосек	Оборудование пожароопасных объектов, создание минерализованных полос, использование вырубленной древесины
Вода и водные ресурсы	Загрязнение сточными водами и мусором (буровым раствором, метанолом, минеральными водами и рассолами и др.)	Отвод, складирование и обезвреживание сточных вод, уничтожение мусора; сооружение водоотводов, накопителей, отстойников, уничтожение мусора

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

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

					<i>Социальная ответственность организации при строительстве промыслового газонефтепроводов в условиях Крайнего Севера</i>	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

плодородие почв.

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

Для магистральных трубопроводов углеводородного сырья, компрессорных установок, создаются санитарные разрывы (санитарные полосы отчуждения). Магистральный трубопровод относится к II классу, что устанавливает санитарно-защитную зону 500 м [13].

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

6.4 Безопасность в чрезвычайных ситуациях

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

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

В соответствии с требованиями Федерального закона № 68-ФЗ (статья виновные в невыполнении или недобросовестном выполнении законодательства

					<i>Социальная ответственность организации при строительстве промышленного газонефтепроводов в условиях Крайнего Севера</i>	<i>Лист</i>
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

РФ в области защиты населения и территорий от ЧС, создании условий и предпосылок к возникновению ЧС, принятии мер по защите жизни и сохранению здоровья людей и других противоправных действиях должностные лица и граждане РФ несут дисциплинарную, административную, гражданско-правовую и уголовную ответственность, а организации – административную и гражданско-правовую ответственность в соответствии с законодательством РФ и законодательством субъектов РФ, в том числе Кодексом РФ об административных правонарушениях [15].

Предупреждение и возникновение ЧС являются следующие действия [15]:

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

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

					<i>Социальная ответственность организации при строительстве промышленного газонефтепроводов в условиях Крайнего Севера</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		

а) методическое руководство деятельностью звена (подуровня) ;

б) обеспечение постоянной готовности органов повседневного управления, постоянно-действующих органов управления, сил и средств, систем связи и оповещения к ликвидации (локализации) ЧС природного и техногенного характера.

Основные функции постоянно действующих органов управления:

а) разработка локальных нормативных документов и обеспечение реализации и соблюдения требований действующего законодательства в области защиты персонала и территорий от ЧС;

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

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

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

д) организация подготовки работников к действиям при ЧС;

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

Взрывопожароопасность

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

Эти факторы вызывают отравление, травмирование, затруднение дыхания.

Любой специалист или рабочий из персонала при обнаружении несоответствий с требованиями действующей типовой инструкции, а также при

					<i>Социальная ответственность организации при строительстве промышленного газонефтепроводов в условиях Крайнего Севера</i>	<i>Лист</i>
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

несоблюдении мер безопасности, указанных в наряде-допуске, что может привести к возникновению опасной ситуации, имеет право и обязан немедленно прекратить выполнение огневых работ согласно СНиП 21-01-97 [13].

*Социальная ответственность организации при
строительстве промышленного газонефтепроводов в
условиях Крайнего Севера*

Лист

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

Выводы

В ходе данной исследовательской работы были изучены факторы наиболее влияющие на риск возникновения аварии. К ним можно отнести проведение работ в жестких климатических условиях, гидрогеологические условия, возраст промысловых трубопроводов, характеристики транспортируемых веществ. Из-за того, что большая часть месторождений на Крайнем Севере состоит из болот и вечномёрзлых грунтов, трубопроводы с ходом времени меняют свое положение, что приводит к возникновению продольных усилий, которые в свою очередь создают дополнительные напряжения и нагрузку на металл и могут привести к авариям и дефектам.

Дополнительным неблагоприятным фактором является высокая влажность, которая является агрессивной средой для трубопроводов. В ходе выполнения работы был проведен анализ методов определения технического состояния промысловых трубопроводов. Один метод не может с высокой точностью определить техническое состояние, и поэтому для увеличения показателей точности экспертизы применяются несколько методов в одном комплексе, специально разработанные программы и алгоритмы работы.

					<i>Социальная ответственность организации при строительстве промышленного газонефтепроводов в условиях Крайнего Севера</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В процессе строительства и эксплуатации газонефтепроводов и их линейной части в результате взаимодействия и взаимовлияния инженерных сооружений с многолетнемерзлыми грунтами происходит интенсификация и активизация опасных геокриологических процессов.

Криогенные процессы, связанные с изменением температурного поля многолетнемерзлого грунта, зачастую приводят к следующим нежелательным последствиям: выпучивание трубопровода; всплытие трубопровода; провисание трубопровода; прямое деформационное механическое воздействие на трубопровод. В результате изменяется напряженно-деформированное состояние газонефтепровода, что крайне негативно сказывается на его эксплуатационной надежности. Изменение теплового режима многолетнемерзлых грунтов основания инженерных сооружений приводит к возникновению аварийных ситуаций с серьезными экономическими, материально-техническими, экологическими и социальными последствиями.

Тепловое взаимодействие инженерных сооружений с многолетнемерзлыми грунтами оказывает значительное влияние на состояние грунта, а, следовательно, на их несущую способность и надежность.

Поскольку все трубопроводы относятся к опасным производственным объектам, повышение надежности и безопасности их эксплуатации является одной из наиболее актуальных задач в нефтегазовой промышленности.

Одним из направлений повышения надежности и безаварийной эксплуатации газонефтепровода является использования теплоизоляции для опоры трубопровода, так как опора имеет значительное тепловое воздействие на многолетнемерзлые грунты, что приводит к возникновению аварийных ситуаций.

					Исследование эффективной защиты от теплового излучения двух стоечной опоры промыслового нефтегазопровода в условиях Крайнего Севера			
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>				
<i>Разраб.</i>	Волков А.Э.				Заключение	<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Руковод.</i>	Брусник О.В.							144
<i>Консульт.</i>						НИ ТПУ ИПШР зр.2БМ71		
<i>Руковод ОНД</i>	Шадрина А.В.							

СПИСОК ПУБЛИКАЦИЙ

1. А.Э. Волков, А.А. Марина. науч. рук. О. В. Брусник // Моделирование температурного поля опоры трубопровода, покрытой жидкой теплоизоляцией, в условиях Крайнего Севера. Проблемы геологии и освоения недр: труды XXIII Международного научного симпозиума студентов и молодых ученых имени академика М.А. Усова «Проблемы геологии и освоения недр», посвященном 120-летию со дня рождения академика К.И. Сатпаева, 120-летию со дня рождения профессора К. В. Радугина. 2019 г. (в печати).
2. А. Э. Волков, А. А. Марина ; науч. рук. И. В. Шарф // Перспективы развития трубопроводной системы на дальнем востоке. Проблемы геологии и освоения недр : труды XXII Международного симпозиума имени академика М. А. Усова студентов и молодых ученых, посвященного 155-летию со дня рождения академика В.А. Обручева, 135-летию со дня рождения академика М.А. Усова, основателей Сибирской горно-геологической школы, и 110-летию первого выпуска горных инженеров в Сибири, Томск, 2-7 апреля 2018 г. : в 2 т. — Томск : Изд-во ТПУ, 2018. — Т. 2. — [С. 739-740].
3. А. Э. Волков, А. А. Марина ; науч. рук. С. Н. Харламов // Математическое моделирование турбулентной сепарации нефти. Проблемы геологии и освоения недр : труды XXII Международного симпозиума имени академика М. А. Усова студентов и молодых ученых, посвященного 155-летию со дня рождения академика В.А. Обручева, 135-летию со дня рождения академика М.А. Усова, основателей Сибирской горно-геологической школы, и 110-летию первого выпуска горных инженеров в Сибири, Томск, 2-7 апреля 2018 г. : в 2 т. — Томск : Изд-во ТПУ, 2018. — Т. 2. — [С. 661-662].

					Исследование эффективной защиты от теплового излучения двух стоечной опоры промыслового нефтегазопровода в условиях Крайнего Севера												
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>													
<i>Разраб.</i>		Волков А.Э.			<i>Список публикаций</i>												
<i>Руковод.</i>		Брусник О.В.															
<i>Консульт.</i>																	
<i>Руковод ОНД</i>		Шадрина А.В.															
					<table style="width: 100%; border-collapse: collapse;"> <tr> <td style="width: 33%;"><i>Лит.</i></td> <td style="width: 33%;"><i>Лист</i></td> <td style="width: 33%;"><i>Листов</i></td> </tr> <tr> <td></td> <td></td> <td style="text-align: center;">144</td> </tr> <tr> <td colspan="2" style="text-align: center;">НИ ТПУ</td> <td style="text-align: center;">ИПШР</td> </tr> <tr> <td colspan="3" style="text-align: center;">зр.2БМ71</td> </tr> </table>	<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>			144	НИ ТПУ		ИПШР	зр.2БМ71		
<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>															
		144															
НИ ТПУ		ИПШР															
зр.2БМ71																	

СПИСОК ИСПОЛЬЗУЕМЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Гарагуля Г. С., Ершов Е. Д. Основы геокриологии. Динамическая геокриология. Ч. 4. М.: Изд-во МГУ, 2001.
2. Левин А.И. Хладостойкость и надежность промысловый газонефтепроводов Крайнего Севера: Дис. ... д-ра техн. наук. – Якутск, 2002.
3. Пермяков П.П. Влияние криолитозоны в основании подводного перехода газопровода через р. Лену // Газовая промышленность. – 2013. – №2. – С. 59–61.
4. Павлов В.В. Прогноз температурного режима грунтов в основании опор трубопровода надземной прокладки для
5. обеспечения надежной эксплуатации трубопроводной системы // Нефть и газ. 2014. № 2. С 73.
6. Filimonov M. Yu., Kravets A. G., Vaganova N. A. Simulation of Thermal Interaction in a Zone of Extractive Well in Permafrost // Proc. of APM-2010. 2010. P. 220–224.
7. Тихонов А.Н., Самарский А.А. Уравнения математической физики. – М.: Наука, 1977.
8. Samarsky A. A., Vabishchevich P. N.. Computational Heat Transfer, Vol. 2, The Finite Difference Methodology. N. Y.: Chichester, Wiley. 1995
9. Fu Zaiguo, Yu Bo, Zhu Jie, Li Wang. Thaw characteristics of soil around buried pipeline in permafrost regions based on numerical simulation of temperature fields // Journal of Thermal Science and Technology. 2012. V. 7, issue 1. – P. 322–333.
10. Lin Lijun; Liu Jianjun; Pei Guihong. Numerical Simulation of Soil Temperature Field Surrounding Underground Heat Pipe in Permafrost Region. International Symposium on Multi-field Coupling Theory of Rock and Soil

					Исследование эффективной защиты от теплового излучения двух стоечной опоры промыслового нефтегазопровода в условиях Крайнего Севера		
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата			
Разраб.	Волков А.Э.				Лит.	Лист	Листов
Руковод.	Брусник О.В.						144
Консульт.					НИ ТПУ ИПШР гр.2БМ71		
Руковод ОНД	Шадрина А.В.						

Список используемых источников

19. 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 //
20. Proceedings of the World Congress on Engineering 2013. WCE 2013. July 3–5. London. UK. P. 1–6.
4. Dauzhenka, T.A., Gishkeluk, I.A. Consistency
21. of the Douglas — Rachford splitting algorithm
22. 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.
23. Улицкий В.М., Шашкин А.Г., Шашкин К.Г. Гид по геотехнике. СПб.: ПИ Геореконструкция, 2010. 208 с.
24. Ершов Е.Д. Общая геокриология. М.: Изд-во МГУ, 2002. 682 с.
25. Кутателадзе С.С. Основы теории теплообмена. М.: Атомиздат, 1979. 416 с.
26. Кудрявцев С.А., Тюрин И.М. Теория и практика проектирования фундаментов зданий и сооружений в пучиноопасных грунтах Дальнего Востока. Хабаровск: ДВГУПС, 1999. 83 с.
27. ГОСТ 12.0.003-74. ССБТ. Опасные и вредные производственные факторы. Классификация.
28. ГОСТ 12.1.005-88. Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны.
29. ГОСТ 12.1.003–2014 ССБТ. Шум. Общие требования безопасности.
30. ГОСТ 12.1.012–90 ССБТ. Вибрационная болезнь. Общие требования.
31. ГОСТ 12.1.029-80 ССБТ. Средства и методы защиты от шума. Классификация.
32. ГОСТ 12.2.003–91 ССБТ. Оборудование производственное. Общие требования безопасности.
33. ГОСТ 12.1.010–76 ССБТ. Взрывобезопасность. Общие требования.
- ПОСТАНОВЛЕНИЕ от 11 февраля 2011 г. № 29а.
34. ГОСТ 29335-92. Костюмы мужские для защиты от пониженных

температур.

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

36.СП 52.13330.2011 Естественное и искусственное освещение.
Актуализированная редакция СНиП 23-05-95*.

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

38.Строительные нормы и правила СНиП 21-01-97* "Пожарная
безопасность зданий и сооружений" (приняты постановлением Минстроя
РФ от 13 февраля 1997 г. N 18-7) (в редакции от 3 июня 1999 г., 19 июля
2002 г.) .

39.СанПиН 2.2.1/2.1.1.1200-03 "Санитарно-защитные зоны и санитарная
классификация предприятий, сооружений и иных объектов".

40.РД-13.200.00-КТН-199-14.«Магистральный трубопроводный транспорт
нефти и нефтепродуктов. Система организации работ по
предупреждению и ликвидации чрезвычайных ситуаций на объектах
ОАО «АК «Транснефть».

41.СНиП 12-03-2001 «Безопасность труда в строительстве. Часть 1. Общие
требования»

42. СНиП 12-04-2002 «Безопасность труда в строительстве. Часть 2.
Строительное производство»

43.СП 25.13330.2012 Основания и фундаменты на вечномерзлых грунтах.
Актуализированная редакция СНиП 2.02.04-88

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

Приложение 1

Раздел 1

RATIONALE FOR THE EFFICIENCY OF THE APPLICATION OF LIQUID HEAT INSULATION AS A PROTECTION OF A SUPPORT OF A PIPELINE FROM HEAT RADIATION

Студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ71	Волков Александр Эдуардович		

Консультант школы отделения (НОЦ) ИШПР Нефтегазового дела:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ОНД	Брусник Олег Владимирович	к.п.н		

Консультант – лингвист отделения иностранных языков ШБИЦ:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Новикова Вера Станиславовна			

Prediction of thermal conditions of two post supports immersed in permafrost soil

For computer simulation of artificial soil freezing, specialized software is used - Frost 3D Universal, where using a numerical the method the heat equation with boundary conditions is solved [2]:

$$C_{eff}(T) \frac{\partial T}{\partial t} - \nabla(k(T)\nabla T) + C_{wu}\nabla T = Q,$$
$$n \times (k(T)\nabla T) = h(T_{inf} - T) + \varepsilon\sigma(T_{amb}^4 - T^4) + q$$

characterized in that: T- temperature;

t-is time;

k (T) -is the temperature dependence of thermal conductivity;

C_w -is the volumetric heat capacity of water;

U - filtration rate;

Q - heat sources and sinks;

h - is the heat transfer coefficient;

T_{inf} - ambient temperature;

T_{amb} is the temperature of the source of thermal radiation;

ε - is the degree of blackness of the soil surface;

o -is the Stefan-Boltzmann constant;

q - heat flow (for example, from the evaporator cooling device).

The effective heat capacity and thermal conductivity of the soil can be specified in the form of temperature dependence (Figure 14.15) or calculated using the appropriate equations.

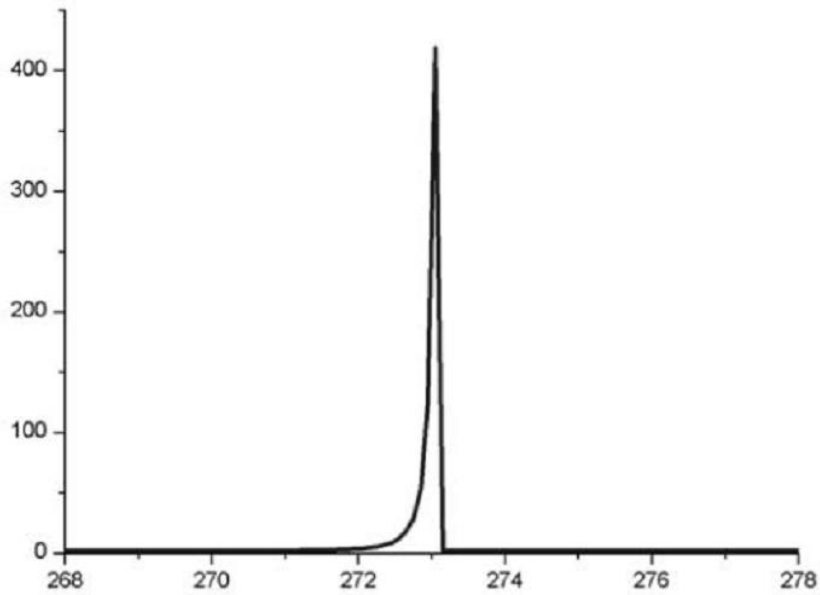


Figure 14 - Dependence of heat capacity on temperature

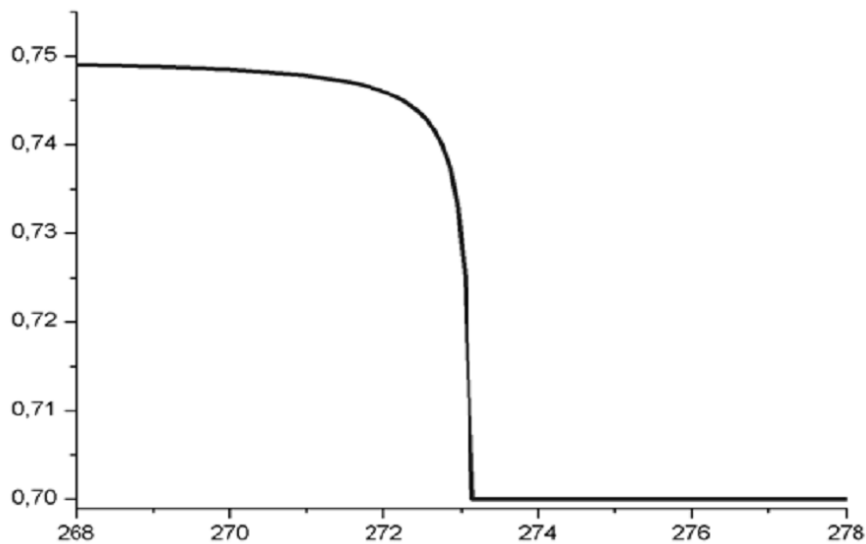


Figure 15 - The dependence of thermal conductivity on temperature

The most widespread for calculating the effective heat capacity and thermal conductivity received the following equations:

$$C_{eff}(T) = C_{th} + (C_f - C_{th})w(T) - \theta_s \rho_{ice} L \frac{\partial w(T)}{\partial T},$$

$$k(T) = k_{th} + (k_f - k_{th})w(T)$$

characterized in that: k_{th} and k_f - thermal conductivity of thawed and frozen soil;

θ_s - the volume moisture content of the soil;

$w(T)$ - is the dependence of ice content on temperature.

The first upper boundary of the modeling zone is taken as the surface of the earth. The lower boundary is at a great depth in order to reduce its impact on thermal processes in the desired area for the designer. At the first boundary of the modeling zone, the conditions for heat exchange with the environment are determined, which are determined by the heat exchange coefficient and air temperature. In the presence of sources of thermal radiation, the degree of blackness of the soil surface and the temperature of the radiation source is specified.

Due to the task of changing the thermal conductivity and thickness of the snow cover in time, the influence of snow cover on the heat exchange of the ground surface is taken into account. According to the obtained thermometric data, the soil temperature is taken in the lower modeling zone. On the side surface of the modeling zone, zero heat flow is specified. At the same time, the lateral borders of the modeling site are located far enough away from the area of interest so that there is no effect on the calculation of thermal processes [1].

Proceeding from the numerical solution of the heat conduction equation, a three-dimensional temperature distribution is obtained in the simulated region for different instants of time. As a result, this thermal field is used to change their mechanical properties and analyze the thermal conditions of soils. As a result of this analysis, decisions are being made to ensure the carrying capacity of soils.

According to "SP 25.13330.2012" Grounds and foundations on permafrost soils" for the joint calculation of the "base (enclosing array) - support" system, analytical or numerical (finite element method, finite difference method, etc.) methods can be used. When using numerical methods, the calculated base (soil) - support model should adequately reflect the design features of the support, the characteristics of permafrost soils and the schemes of their interaction.

To assess the bearing capacity of the soil, it is necessary to solve the problem of the thermal interaction of the support and frozen soil and on its basis to consider the forecast of the thermal regime.

In this paper, we consider the change in the temperature field of the soil under continuous permafrost under the influence of seasonal processes. The problem is solved by the finite element method.

To perform the calculation, a three-dimensional model of support was created, located in the upper horizon of permafrost soils.

The study examined two cases: two-column support is modeled with a foundation for the entire depth of the support, two-column support with a foundation of 0.8 m support is modeled.

Figures 16,17,18 show forecasts of thermal conditions of permafrost soils under the conditions of thermal influence of a support with a foundation for the entire depth of occurrence.

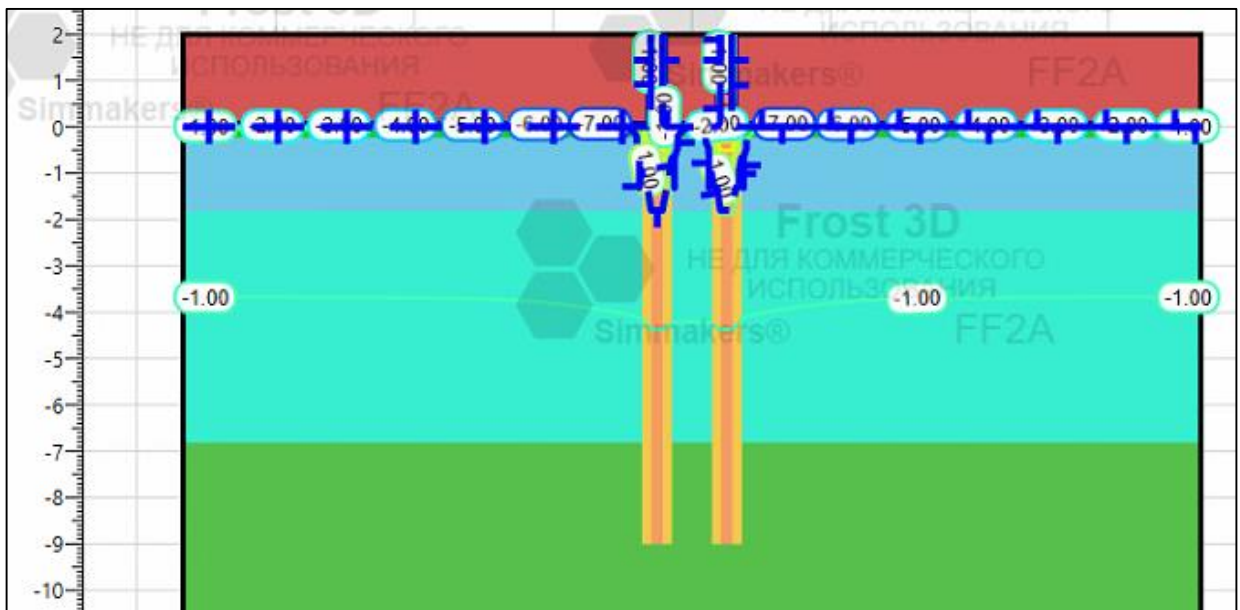


Figure 16 - Prediction of the temperature field of MMG around two post support with the foundation for the entire depth at 05.2024

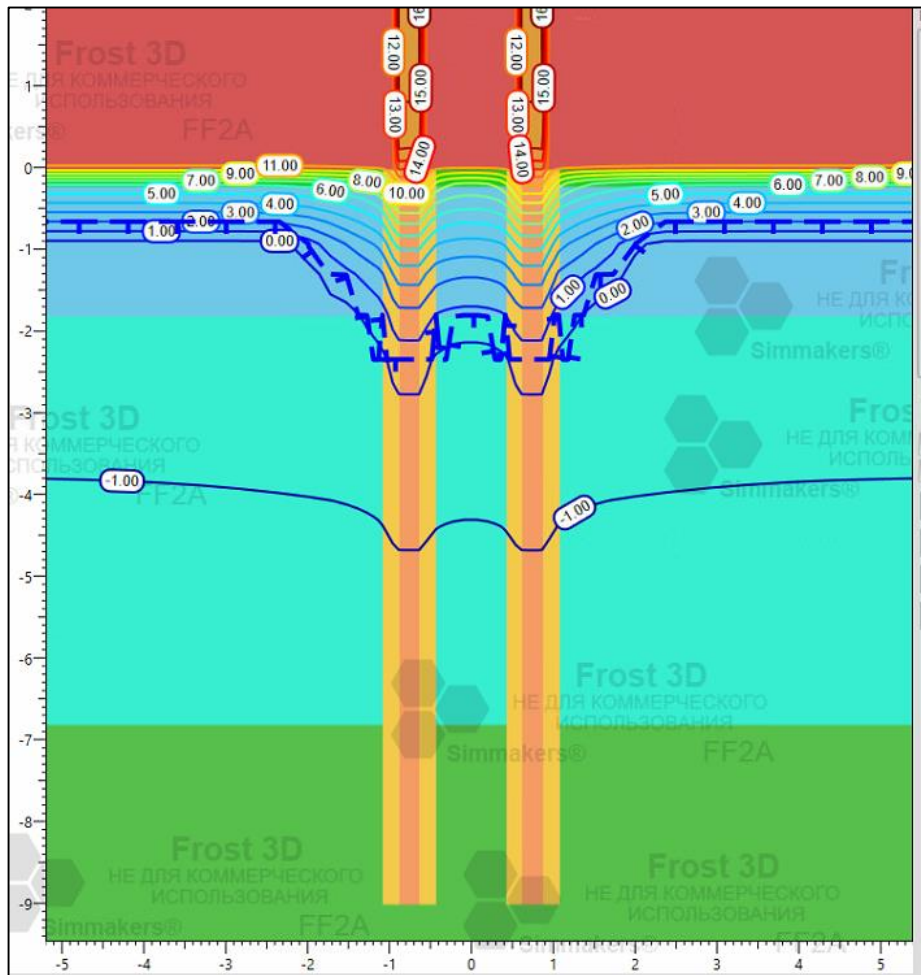


Figure 17 - Prediction of the temperature field of MMG around two pillars with the foundation for the entire depth at 07.2024

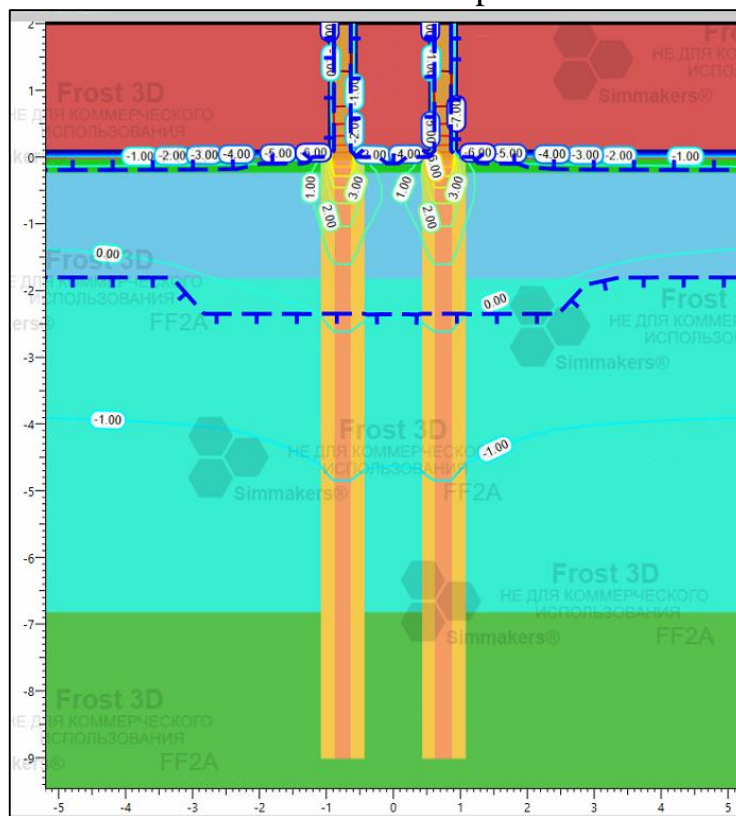


Figure 18 - Prediction of the temperature field of MMG around two post support with the foundation for the entire depth at 09.2024

Figures 19,20,21 show forecasts of thermal conditions of permafrost soils under the conditions of thermal influence of the support with the foundation of 0.8 m of the support.

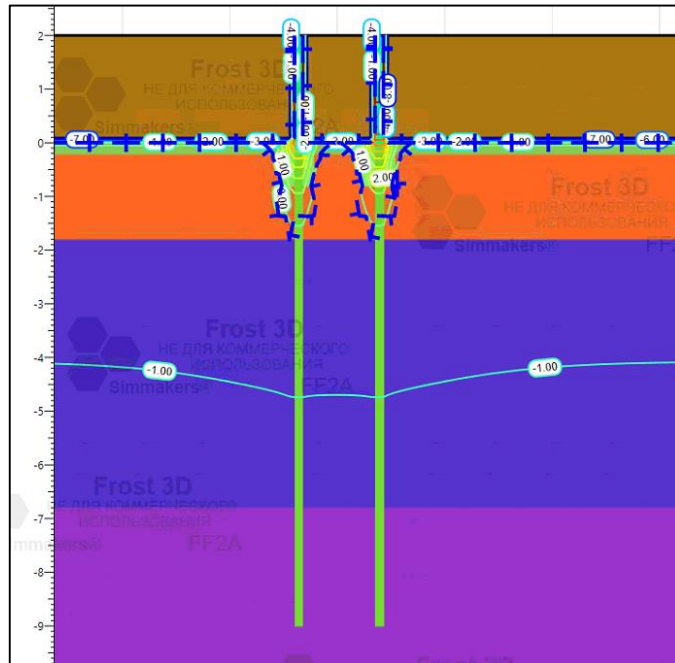


Figure 19 - Prediction of the temperature distribution around the two racks with the foundation at 0.8 m of the support at 05.2024

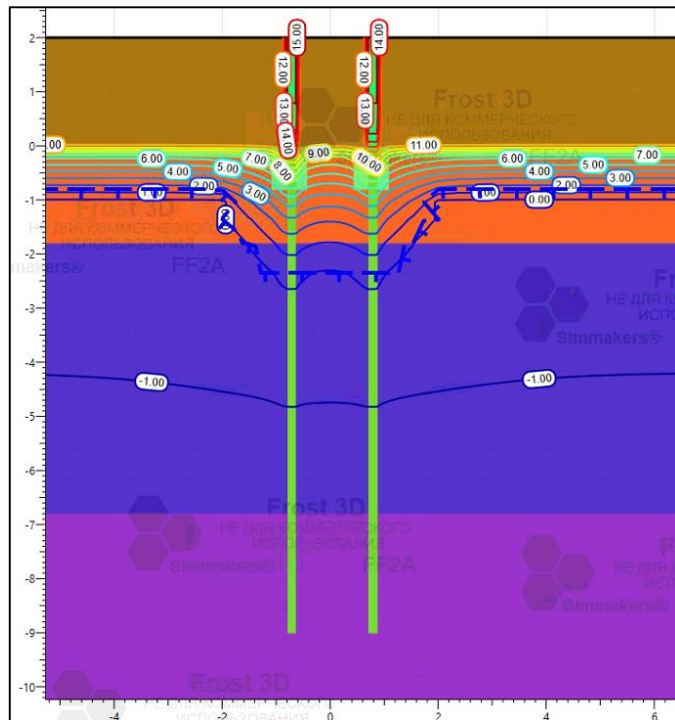


Figure 20 - Prediction of the temperature distribution around the two racks with the foundation at 0.8 m of the support at 07.2024

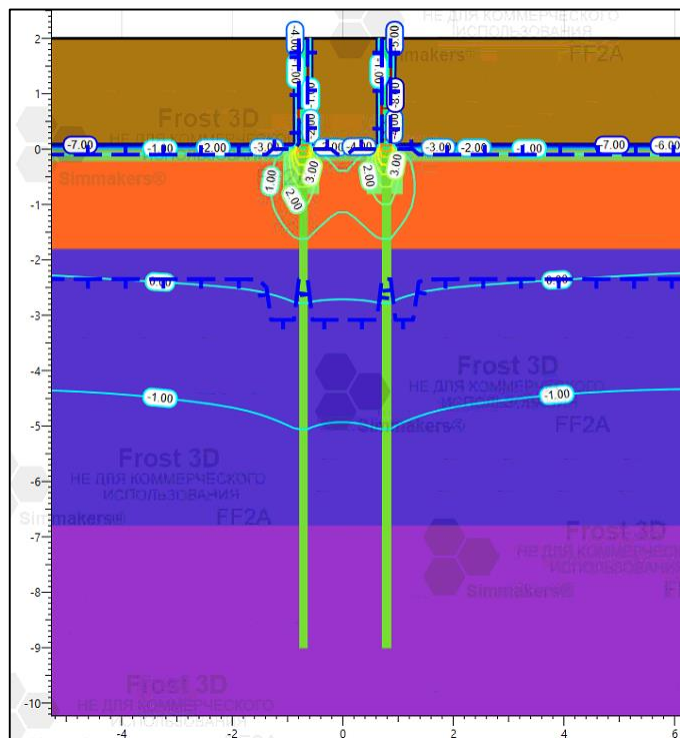


Figure 21 - Prediction of temperature distribution around two pillars support with a 0.8 m base foundation at 09.2024

According to the simulation results, it was determined that there is a significant halo of the thawing of MMG, therefore, there is an intensification and activation of dangerous geocryological processes.

2.2 Protection of two pillars from the heat of the atmosphere

The calculations of the aureole thawing of the soil base of the support without taking into account thermal insulation were carried out. The results obtained make it possible to assess the degree of danger of the sections by determining the depth of thawing of the base of the underground pipeline. Over time, the depth of thawing monotonously increases, in the sandy soil the process of thawing is more intense.

Comparison of the results of the calculation with similar results of studies of a number of authors [5, 6] showed the reliability of the obtained results of predicting the development of thawing halo. To calculate the thawing halo, which provides acceptable accuracy, it is necessary to take into account changes in the ice content.

The study of the effective protection against thermal radiation of the two rack-mount supports of the field oil and gas pipeline in the conditions of the Far North raises the question of resource-efficient protection. For economic reasons,

liquid insulation was chosen for the study as insulation of the supports from thermal radiation.

3. TECHNICAL SOLUTION

3.1 Prediction of thermal conditions of the two rack-mount supports using ultra-thin liquid insulation.

Figures 22,23,24 show forecasts of the thermal conditions of permafrost soils under the thermal influence of the thermally insulated support with the foundation for the entire depth. A simulation conducted in PC Frost 3D.

To simulate the temperature distribution in the soil in different cases, the average ambient air temperature was used in the summer and winter periods. Since the temperature difference between the piles and the permafrost soil in the summer period is much greater, the simulation results with the air the temperature in the summer period is more visual.

The layer of liquid thermal insulation is 4 mm.

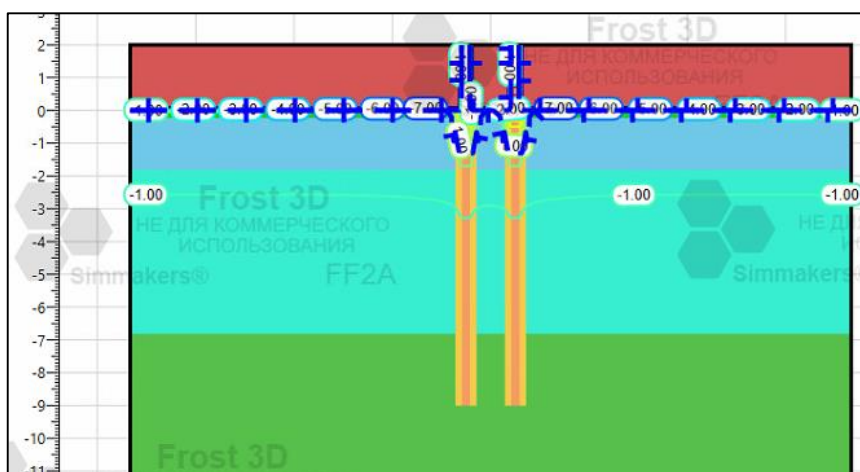


Figure 22 - Prediction of the temperature field MMG around two rack-mount insulated support with the foundation to the full depth of 05.2024

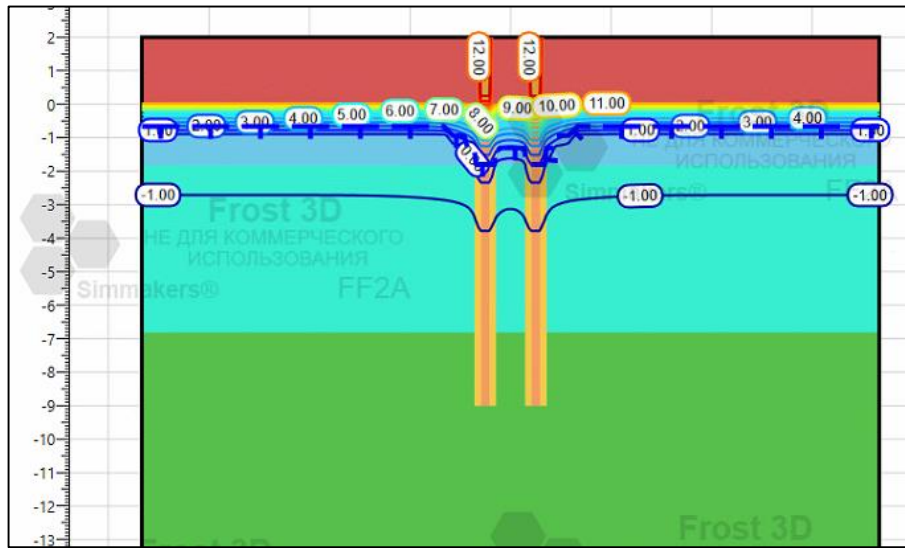


Figure 23 - Prediction of the temperature field MMG around two rack-mount insulated support with the foundation to the full depth of 07.2024

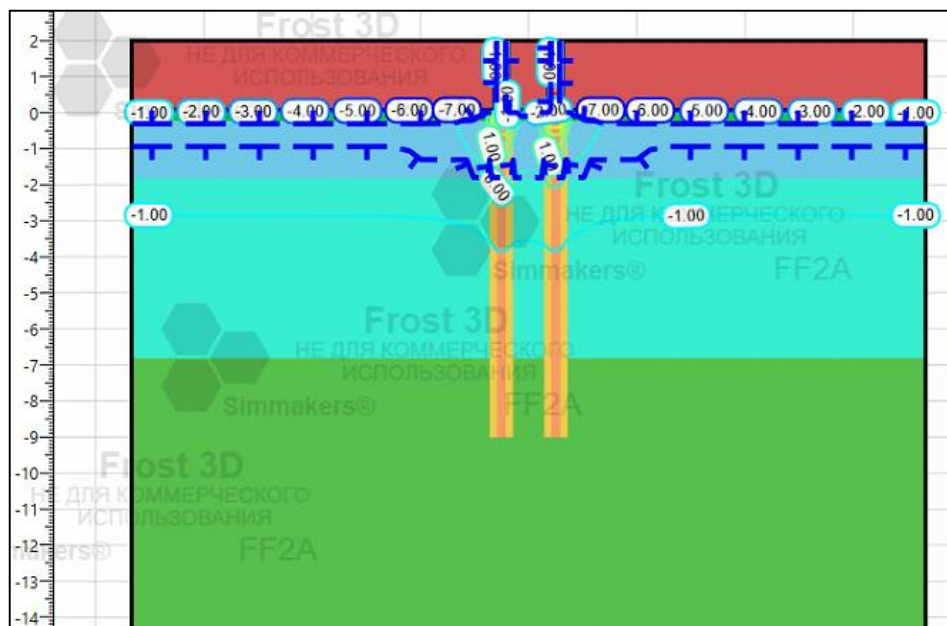


Figure 24 - Prediction of the temperature field MMG around two rack-mount insulated support with the foundation for the entire depth at 09.2024

Figures 25,26,27 show forecasts of the thermal conditions of permafrost soils under the thermal influence of the thermally insulated two post support with a foundation of 0.8 m of the support.

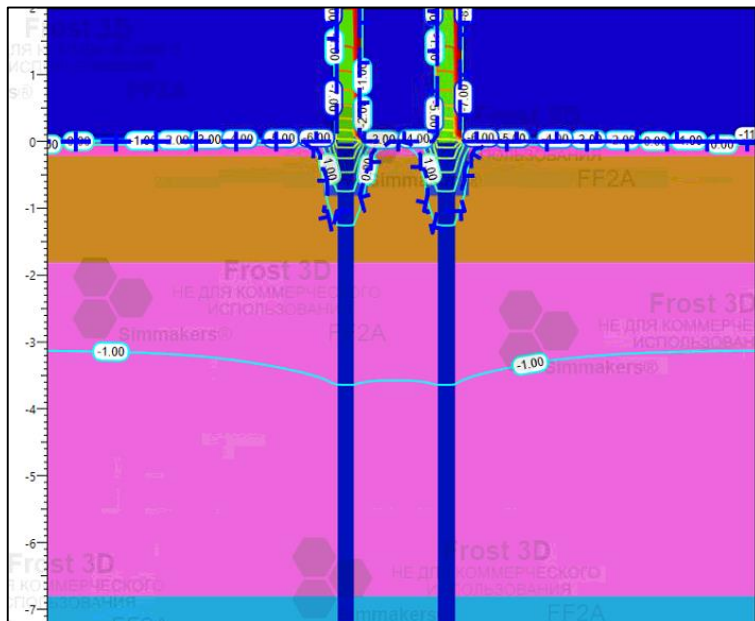


Figure 25 - Prediction of the temperature field MMG around two rack-mount insulated support with a foundation at 0.8 m of the support at 05.2024

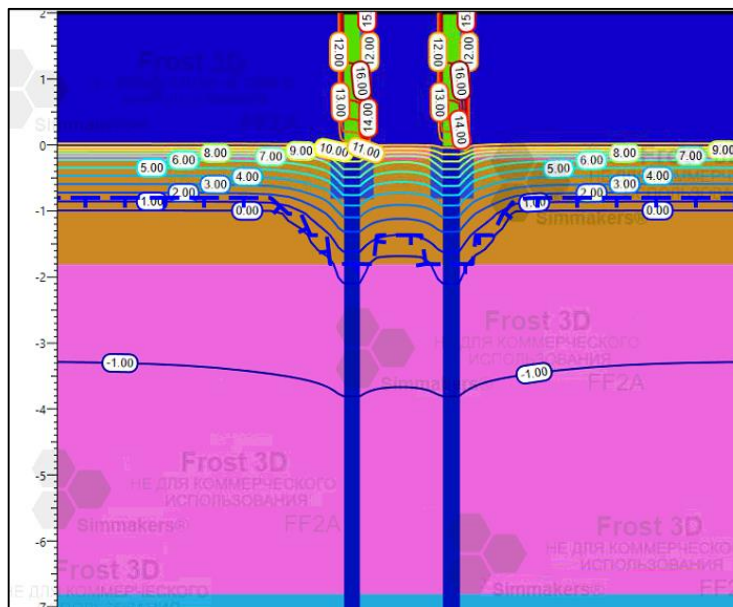


Figure 26 - Prediction of the temperature field MMG around two rack-mount insulated support with a foundation at 0.8 m of the support at 07.2024

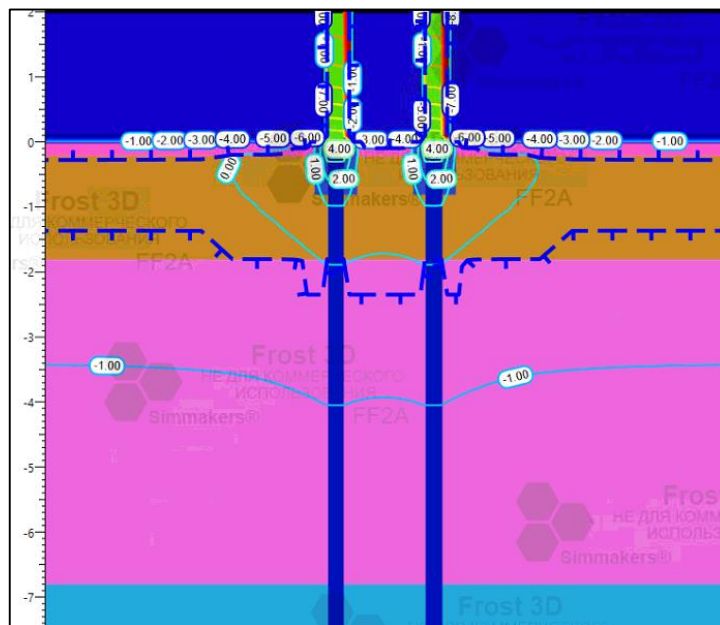


Figure 27 - Prediction of the temperature field MMG around two rack-mount insulated support with a foundation at 0.8 m of the support at 09.2024

3.2 Experimental confirmation of the effectiveness of ultra-thin liquid insulation

To confirm the thermal insulation properties of ultra-thin liquid thermal insulation in the study conducted an experiment.

4 coils were taken with a length of one meter and a diameter of 189 mm. The first coil was painted with ordinary paint, the other three coils were painted with 2,3,4 layers of ultra-fine thermal insulation.

Next, the samples were cooled to ambient temperature.



Figure 28 - Cooling Samples

After cooling, the samples were lowered into 11-liter water buckets.



Figure 29 - Freezing Samples

Next, the samples were brought into a warm room at 20 ° C, the lower parts of the supports were thermally insulated to simulate the process of heat transfer from the upper part of the support to the lower part and to the ground.





Figure 30 - Heating Samples

After heating the samples, a thawing halo can be observed at the point of contact between the support and ice.



Figure 31 - Thawing halo of the first sample (without liquid insulation)



Figure 31 - The thawing halo of the fourth sample (4 layers of liquid insulation)

The thawing halo of 1 sample was 2.8 mm; the thawing halo of the sample at number 4 was not observed.

3.3 Solutions to the inverse problem for determining heat transfer in Frost 3D

To confirm the practical data and solve the inverse problem, a simulation of the conditions of the experiment with coils was performed in Frost to find the heat transfer.

The figure shows a model of the thermal field of a coil without thermal insulation. The thawing halo under these conditions was 3 mm.

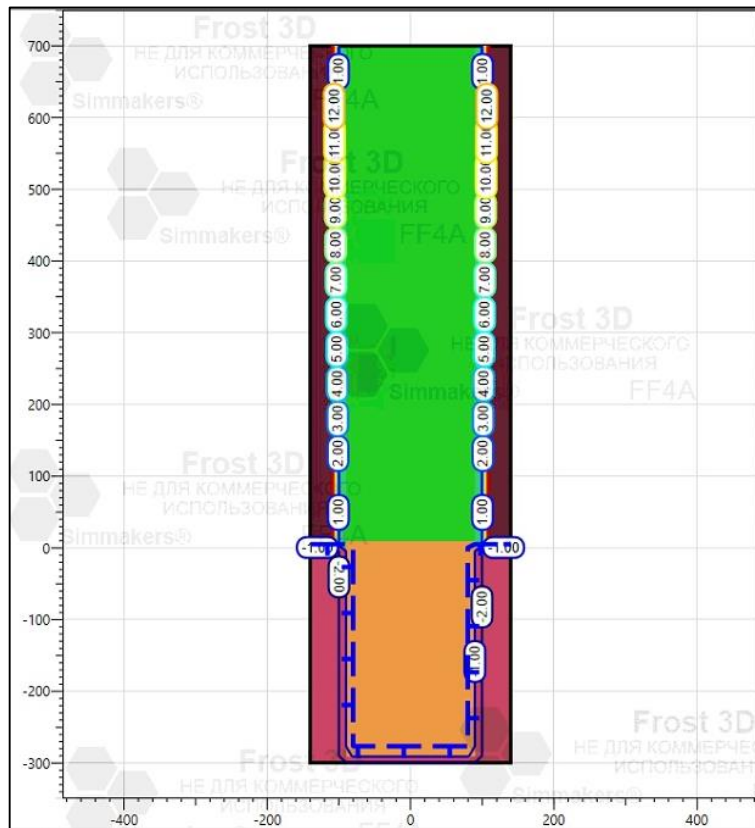


Figure 33 - Simulation of the thermal field of the coil without heat insulation

Next, we simulated an experiment with heating the upper part of a coil immersed in ice with a layer of liquid thermal insulation of 2 mm.

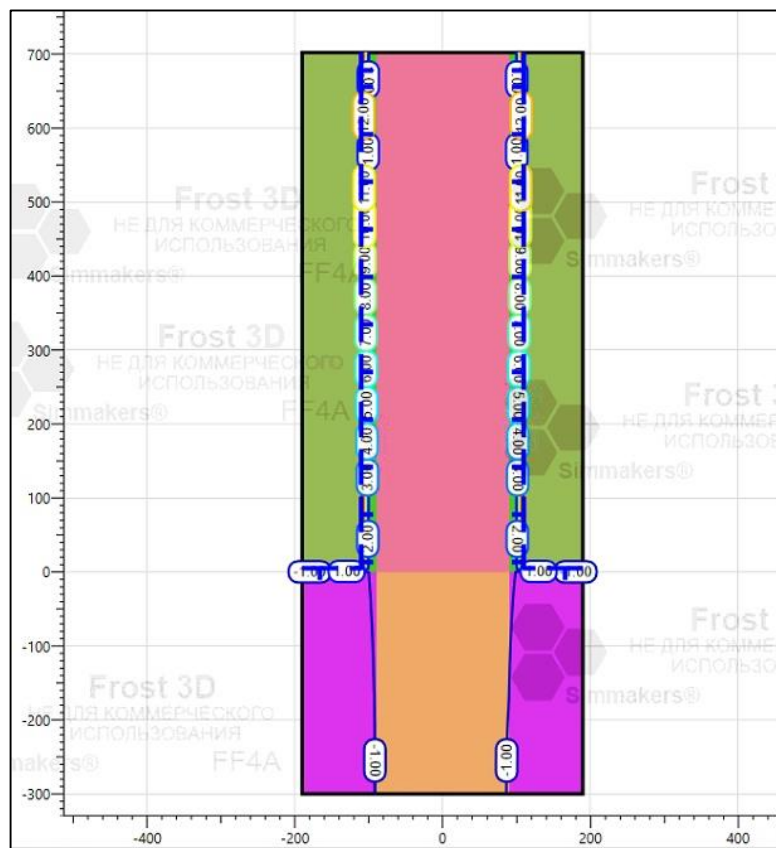


Figure 32 - Simulation of the thermal field of a coil covered with layers of liquid insulation in 2 mm

In Figure 32, using the empirical method, the inverse problem is solved. It has been experimentally revealed that the thermal conductivity of ultra-thin liquid thermal insulation was 0.005 W / M with an ambient temperature of 18° C .

The resulting value of thermal conductivity is 5 times higher than that declared by the manufacturer (0.0011 W / mC), for several reasons:

- there is an error in the experimental data used in the simulation;
- when applying the empirical method, the assumption was used that the transition to soil, thawing will occur in the next time step (15 minutes) after the six-hour experiment.