

**ОБЩЕСТВО С ОГРАНИЧЕННОЙ ОТВЕТСТВЕННОСТЬЮ
«НАУЧНО-ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ ИНСТИТУТ ПРИРОДНЫХ ГАЗОВ
И ГАЗОВЫХ ТЕХНОЛОГИЙ – ГАЗПРОМ ВНИИГАЗ»**

На правах рукописи



КАЗАКОВА ТАТЬЯНА ИВАНОВНА

**РАЗРАБОТКА МЕТОДОВ ОЦЕНКИ ЭФФЕКТИВНОСТИ
И ВОССТАНОВЛЕНИЯ ТЕПЛОИЗОЛЯЦИИ ГАЗОПРОВОДА
В МЕРЗЛЫХ ГРУНТАХ**

2.8.5 – Строительство и эксплуатация нефтегазопроводов, баз и хранилищ

Диссертация на соискание ученой степени кандидата технических наук

Научный руководитель:
кандидат технических наук,
И.В. Шишкин

Ухта – 2024

ОГЛАВЛЕНИЕ

ВВЕДЕНИЕ.....	4
1 АНАЛИЗ СУЩЕСТВУЮЩИХ ТЕХНИЧЕСКИХ РЕШЕНИЙ ОБЕСПЕЧЕНИЯ ТЕПЛОИЗОЛЯЦИИ ПОДЗЕМНЫХ ГАЗОПРОВОДОВ В МЕРЗЛЫХ ГРУНТАХ.....	10
1.1 Анализ нормативно-технической документации	10
1.2 Анализ существующих конструкций теплоизоляции трубопроводов	12
1.3 Анализ отечественного опыта эксплуатации газопроводов, оборудованных сборной теплоизоляцией, в многолетнемерзлых грунтах	22
1.4 Анализ потенциально возможных дефектов сборной трубной теплоизоляции.....	24
1.5 Выводы по главе 1. Постановка цели и задач диссертационного исследования	29
2 РАСЧЕТНО-ЭКСПЕРИМЕНТАЛЬНАЯ ОЦЕНКА ИНТЕНСИВНОСТИ ТЕПЛОПЕРЕДАЧИ ЧЕРЕЗ ДЕФЕКТНЫЙ ТЕПЛОИЗОЛЯЦИОННЫЙ СЛОЙ ИЗ ЭКСТРУЗИОННОГО ПЕНОПОЛИСТИРОЛА.....	31
2.1 Экспериментальное моделирование.....	31
2.1.1 Анализ лабораторных методов определения теплофизических характеристик теплоизоляционных покрытий.....	31
2.1.2 Разработка конструкции экспериментального стенда	35
2.1.3 Оборудование экспериментального стенда	37
2.1.4 Планирование эксперимента	39
2.1.5 Порядок проведения эксперимента.....	41
2.1.6 Результаты эксперимента.....	45
2.2 Расчетное воспроизведение эксперимента	51
2.2.1 Методологическая основа расчетного моделирования.....	51
2.2.2 Построение расчетной модели, определение граничных условий, алгоритм расчетного моделирования	52
2.2.3 Результаты расчетного моделирования	56
2.3 Выводы по главе 2	59
3 РАСЧЕТНОЕ МОДЕЛИРОВАНИЕ ТЕМПЕРАТУРНОГО ПОЛЯ ГРУНТА ОКОЛОТРУБНОГО ПРОСТРАНСТВА ПРИ РАЗЛИЧНЫХ УСЛОВИЯХ ДЕФЕКТНОСТИ ТЕПЛОИЗОЛЯЦИОННОГО ПОКРЫТИЯ.....	61
3.1 Определение методологической основы и алгоритма расчетного моделирования.....	61
3.2 Разработка расчетной модели	62
3.2.1 Выбор прототипа расчетной модели.....	62
3.2.2 Разработка общих принципов моделирования	65

3.2.3	Определение исходных данных моделирования	67
3.2.3.1	Физические и теплофизические характеристики грунта	67
3.2.3.2	Условия и нагрузки	70
3.3	Моделирование теплового взаимодействия в системе «околотрубный грунт – теплоизолированный газопровод» при равномерной дефектности теплоизоляции	80
3.4	Моделирование теплового взаимодействия в системе «околотрубный грунт – теплоизолированный газопровод» для случаев наличия сквозного локального дефекта теплоизоляции при различном его ориентационном положении	85
3.5	Обработка результатов расчетного моделирования	90
3.6	Выводы по главе 3	100
4	РАЗРАБОТКА РЕКОМЕНДАЦИЙ ПО НАЗНАЧЕНИЮ МЕТОДА ВОССТАНОВЛЕНИЯ ТЕПЛОИЗОЛЯЦИОННОГО ПОКРЫТИЯ.....	103
4.1	Метод оценки фактической эффективности теплоизоляции подземного газопровода... 103	103
4.1.1	Разработка метода.....	103
4.1.2	Интеграция разработанного метода в существующую систему организационно-технических мероприятий по диагностированию теплоизолированных участков подземных газопроводов в мерзлых грунтах и принятию управленческих решений	121
4.2	Выбор оптимального метода восстановления теплоизоляционного покрытия подземного газопровода на основании оценки его фактической эффективности.....	123
4.2.1	Включение мероприятий по восстановлению теплоизоляционного покрытия в комплекс ремонтных работ на подземном газопроводе	123
4.2.2	Рекомендации по сохранению теплоизоляционного покрытия при выполнении ремонтных работ на подземном газопроводе	126
4.2.3	Разработка методов восстановления теплоизоляционного покрытия подземного газопровода в зависимости от его фактической эффективности	134
4.3	Выводы по главе 4	142
	ЗАКЛЮЧЕНИЕ	143
	СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ.....	145
	ПРИЛОЖЕНИЕ А	157
	ПРИЛОЖЕНИЕ Б.....	158

ВВЕДЕНИЕ

Актуальность темы исследования.

В настоящее время отчетливо прослеживается тенденция смещения отечественных центров добычи природного газа в арктическую зону. Для транспортировки добываемых ресурсов уже построены и имеют дальнейшую перспективу развития крупные газопроводные системы, обеспечение надежной эксплуатации которых является важнейшей задачей газотранспортных предприятий.

Основную сложность при эксплуатации магистральных газопроводов (МГ) в арктической зоне представляет то, что в качестве их основания используются многолетнемерзлые грунты, являющиеся структурно неустойчивыми в талом состоянии. При оттаивании мерзлых грунтов околотрубного пространства формируются предпосылки к нарушению пространственного положения газопровода.

Для минимизации теплового воздействия газопровода на мерзлоту при проектировании объектов принимаются различные технические решения. Одним из типовых решений для участков подземных газопроводов, осуществляющих транспортировку газа с положительной температурой, является их оборудование теплоизоляционным покрытием. На этапе проектирования конструктивные показатели трубной теплоизоляции принимаются на основании долгосрочных прогнозных теплотехнических расчетов по условию исключения оттаивания грунтов в течение всего срока эксплуатации. Общепринятые расчетные подходы ориентированы на предположение, что теплофизические характеристики теплоизоляции со временем не изменяются. Однако механическое взаимодействие газопровода с мерзлыми грунтами, взаимные перемещения грунта и газопровода на практике приводят к развитию дефектов и нарушений теплоизоляционных покрытий, что является причиной значительного снижения их фактической эффективности. Следовательно, при эксплуатации МГ требуется проведение уточняющих прогнозных теплотехнических расчетов, учитывающих факторы изменения фактической эффективности трубной теплоизоляции, и применение полученных данных при принятии управленческих решений.

В действующей нормативной документации по эксплуатации МГ, проложенных в условиях многолетнемерзлых грунтов, не предусмотрены мероприятия по периодическому контролю состояния теплоизоляционного покрытия, отсутствуют возможные схемы и критерии необходимости включения работ по его восстановлению в программу капитального ремонта участка, следовательно, исследования, направленные на устранение существующих нормативно-методических пробелов, являются актуальными.

Степень разработанности темы исследования.

Степень разработанности темы исследования достаточно высока. Исследованиями в области оценки тепловых воздействий трубопроводов на околотрубные грунты и методов их снижения занимались такие ученые, как Айнбиндер А.Б., Баясан Р.М., Бородавкин П.П., Васильев Н.П., Дерцакян А.К., Иванцов О.М., Кривошеин Б.Л., Кузьбожев А.С., Мухаметдинов Х.К., Одишария Г.Э., Решетников А.Д., Сафонов В.С., Харионовский В.В., Хренов Н.Н., Шарыгин В.М., Черний В.П. и другие. При этом следует отметить, что в настоящее время в данной области знания имеется ряд актуальных вопросов, таких как, необходимость совершенствования методологической основы системы контроля состояния теплоизоляционного покрытия подземных МГ, а также разработки практических рекомендаций по способам его восстановления.

Цель работы.

Повышение эксплуатационной надежности теплоизолированных газопроводов, проложенных в условиях многолетнемерзлых грунтов и осуществляющих транспортировку газа с положительной температурой, за счет разработки метода оценки фактического состояния сборной теплоизоляции и способов ее восстановления, обеспечивающих целостность и высокую эффективность покрытия в течение всего послеремонтного периода эксплуатации.

Задачи исследования:

1. Выполнить анализ отечественного опыта проектирования и эксплуатации подземных теплоизолированных газопроводов в условиях распространения мерзлых грунтов, выявить конструкционные недостатки существующих теплоизоляционных покрытий и механизмы формирования их повреждений.
2. Провести расчетно-экспериментальную оценку изменения интенсивности теплопередачи через теплоизоляционный слой из экструзионного пенополистирола при бездефектном состоянии и наличии имитаторов сквозных дефектов.
3. Исследовать пространственную и временную кинетику температурного поля грунтов околотрубного пространства при различных условиях дефектности сборной теплоизоляции газопровода.
4. Разработать метод оценки фактической эффективности сборной теплоизоляции газопровода в мерзлых грунтах и способы ее восстановления, обеспечивающие высокую теплоизоляционную эффективность покрытия в течение всего послеремонтного периода эксплуатации.

Научная новизна:

1. Разработан метод имитационной экспериментальной оценки функциональных показателей трубной теплоизоляции в бездефектном и дефектном состоянии, учитывающий параметры теплопереноса на границах модели «газопровод – теплоизоляция – мерзлый грунт», и способ его расчетного воспроизведения, механизм обработки полученных результатов. Расчетно-экспериментальным путем установлена зависимость, связывающая интенсивность теплопередачи от источника тепла в мерзлый грунт через плоский образец теплоизоляции из экструзионного пенополистирола и показатель относительной дефектности образца.

2. Предложен новый подход к расчетному прогнозному моделированию теплового взаимодействия теплоизолированного газопровода и грунта околотрубного пространства, позволяющий повысить достоверность получаемых результатов за счет определения краевых условий на границах расчетной модели на основании данных периодической термометрии грунта.

3. Расчетным путем обоснованы критерии оценки состояния трубных теплоизоляционных сегментных конструкций из органических вспененных жестких материалов по показателям достаточности при фактических температурных режимах эксплуатации и эффективности по сравнению с бездефектным состоянием.

Теоретическая значимость работы

Разработанные автором положения, посвященные расчетному обоснованию параметров пространственной и временной кинетики температурного поля околотрубных мерзлых грунтов при развитии дефектов теплоизоляционных покрытий, служат основой для совершенствования методов прогнозных теплотехнических расчетов эксплуатации МГ и позволяют повысить их точность.

Практическая значимость работы определяется тем, что:

– разработан метод оценки фактической эффективности сборной теплоизоляции подземного газопровода в мерзлых грунтах, основанный на комбинированной интерпретации результатов расчетных моделирований и трассовых измерений границ оттаивания и промерзания грунта в контрольных сечениях; определены условия его практического применения; сведения, полученные при реализации метода, должны учитываться при проведении уточняющих прогнозных теплотехнических расчетов эксплуатации МГ, установлении причин термоэрозийной деградации мерзлоты и принятии управленческих решений;

– разработаны рекомендации по сохранению существующего теплоизоляционного покрытия и методы его восстановления с применением специальных устройств для комплексной теплоизоляции и балластировки (приложение А), позволяющие оптимизировать технологию проведения ремонтных работ, обеспечить надежное закрепление теплоизоляции в

течение всего срока эксплуатации, минимизировать риски деградации мерзлого грунта околотрубного пространства и, соответственно, повысить эксплуатационную надежность МГ;

– результаты исследования были использованы при составлении СТО Газпром трансгаз Ухта «Методы восстановления устойчивости магистральных газопроводов при образовании эксплуатационных нарушений теплоизоляционных покрытий в многолетнемерзлых грунтах», опыт применения стандарта на практике показывает, что нормативный документ может быть рекомендован для использования в других дочерних обществах ПАО «Газпром», имеющих в зоне ответственности подобные объекты (приложение Б).

Методология и методы исследования

При выполнении диссертационного исследования применялся комплексный подход, включающий научный анализ, планирование и проведение экспериментальных исследований, измерение, статистическую и регрессионную обработку результатов измерений, расчетное моделирование с использованием программной системы анализа методом конечных элементов, сравнение, абстрагирование, индукцию.

Положения, выносимые на защиту:

– расчетно-экспериментальное обоснование зависимости, связывающей интенсивность теплопереноса от источника тепла в мерзлый грунт через плоский образец теплоизоляции и показатель относительной дефектности образца;

– расчетное обоснование параметров пространственной и временной кинетики температурного поля околотрубных грунтов в зависимости от наличия равномерных или локальных нарушений сборной теплоизоляции газопровода;

– расчетное обоснование метода оценки фактической эффективности теплоизоляции подземного газопровода, эксплуатируемого на положительных температурных режимах в мерзлых грунтах;

– теоретическое обоснование методов восстановления теплоизоляционных покрытий с применением специальных устройств для комплексной теплоизоляции и балластировки.

Степень достоверности результатов и выводов

Проведена верификация собственных результатов расчетного моделирования методом конечных элементов с результатами экспериментальных исследований, а также с результатами теоретических, лабораторных, стендовых и промышленных испытаний других авторов. Получена сходимость результатов не менее 95 %.

Апробация работы

Основные положения диссертационной работы докладывались и обсуждались:

– на международных конференциях «Рассохинские чтения» (1 – 23 февраля 2024 г., 2 – 3 февраля 2023 г., 6 – 7 февраля 2020 г., 7 – 8 февраля 2019 г.);

- X научно-практической конференции молодых работников ИТЦ ООО «Газпром трансгаз Ухта» (16 ноября 2023 г.);
- заседании молодежного Ученого совета ООО «Газпром ВНИИГАЗ» (10 октября 2023 г.);
- научно-практической конференции молодых работников ООО «Газпром трансгаз Ухта» (5 – 8 декабря 2022 г., 23 – 26 октября 2018 г.);
- молодежной международной научно-практической конференции «Новые технологии в газовой отрасли: опыт и преемственность» (24 – 26 мая 2022 г., 19 – 21 мая 2021 г.);
- 52-м межрегиональном вебинаре имени проф. И.Н. Андропова «Актуальные вопросы транспорта нефти и газа» (29 января 2021 г.);
- всероссийской научно-технической конференции «Проблемы геологии, разработки и эксплуатации месторождений и транспорта трудноизвлекаемых запасов углеводородов» (5 – 6 ноября 2020 г.);
- международной научно-технической конференции «Газотранспортные системы: настоящее и будущее» (GTS-2019) (23 – 25 октября 2019 г.);
- IV международной научно-технической конференции «Булатовские чтения» (31 марта 2020 г.);
- XXI международной молодежной научной конференции «Севергеозкотех-2020» (18 – 20 марта 2020 г.);
- международной научно-технической конференции имени профессора Н.А. Малюшина «Нефтегазовый терминал» (15 марта 2020 г.);
- семинаре-совещании «Повышение эффективности диагностического обслуживания газотранспортной системы ООО «Газпром трансгаз Ухта» (15 – 19 апреля 2019 г.);
- семинаре-совещании «Повышение уровня надежности эксплуатации линейной части МГ ООО «Газпром трансгаз Ухта» (16 – 20 апреля 2018 г.).

Соответствие паспорту специальности

Представленная диссертационная работа соответствует паспорту специальности 2.8.5 «Строительство и эксплуатация нефтегазопроводов, баз и хранилищ», а именно областям исследования по п. 1 «Технологические процессы и технические средства для проектирования, сооружения, эксплуатации, теоретические и практические основы взаимодействия объектов трубопроводного транспорта с окружающей средой с целью создания высокоэффективных, энерго- и ресурсосберегающих, надежных, механически и экологически безопасных сухопутных и морских систем трубопроводного транспорта для добычи, сбора, подготовки, транспортировки и хранения углеводородов, распределения, газоснабжения и нефтепродуктообеспечения, а также других газовых, жидкостных и многофазных сред, гидро- и пневмоконтейнерного транспорта» и п. 4 «Методы и средства информационных технологий,

моделирования, мониторинга, прогнозирования, интеллектуального инжиниринга и управления, автоматизации и роботизации, стандартизации и цифровизации технологических процессов проектирования, сооружения, эксплуатации, диагностики, ремонта сухопутных и морских систем трубопроводного транспорта для добычи, сбора, подготовки, транспортировки и хранения углеводородов, распределения, газоснабжения и нефтепродуктообеспечения, а также других газовых, жидкостных и многофазных сред, гидро- и пневмоконтейнерного транспорта с целью повышения эффективности, надежности и безопасности использования отраслевого потенциала и ресурса трубопроводных конструкций».

Личный вклад автора заключается в постановке цели и задач научного исследования, анализе отечественных и зарубежных достижений в соответствующей области науки, непосредственной разработке методик проведения расчетных исследований и лабораторных экспериментов, обработке полученных результатов и выявлении математических зависимостей.

Автор принимал участие в апробации результатов исследования при проведении и интерпретации трассовых обследований теплоизолированных участков системы газопроводов Бованенково – Ухта ООО «Газпром трансгаз Ухта».

Сведения о публикациях автора

По теме диссертации опубликовано 21 статья, среди которых 7 – в ведущих рецензируемых научных изданиях, включенных в перечень ВАК при Минобрнауки России, в том числе один патент на изобретение.

Структура и объем работы: диссертация состоит из введения, четырех глав, заключения, содержит 159 страниц текста, 62 рисунка, 19 таблиц, список источников из 138 наименований и два приложения.

1 АНАЛИЗ СУЩЕСТВУЮЩИХ ТЕХНИЧЕСКИХ РЕШЕНИЙ ОБЕСПЕЧЕНИЯ ТЕПЛОИЗОЛЯЦИИ ПОДЗЕМНЫХ ГАЗОПРОВОДОВ В МЕРЗЛЫХ ГРУНТАХ

1.1 Анализ нормативно-технической документации

На сегодняшний день разработана широкая база нормативно-технической документации, регулирующей процессы проектирования, сооружения и эксплуатации МГ в условиях распространения многолетнемерзлых грунтов, перечень документов представлен на рисунке 1.1.

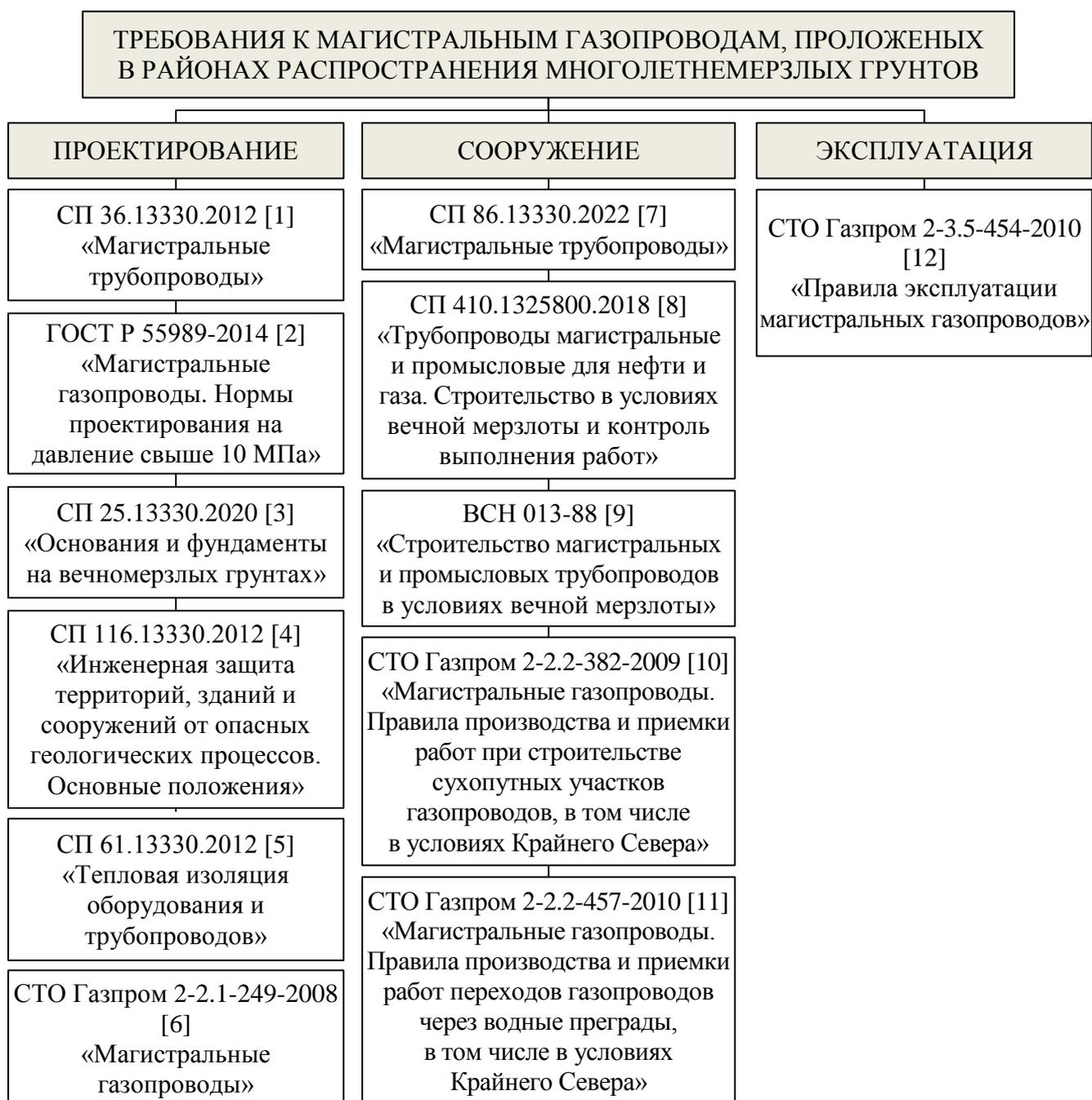


Рисунок 1.1 – Перечень действующих нормативно-технических документов, сгруппированный по области действия

Согласно нормативным требованиям, многолетнемерзлые грунты в качестве основания МГ могут использоваться в мерзлом состоянии, сохраняемом в процессе строительства и в течение всего периода эксплуатации (принцип I), в предварительно оттаявшем перед строительством состоянии или с допущением оттаивания грунтов в период эксплуатации (принцип II). Выбор принципа использования мерзлоты в качестве основания МГ обосновывается инженерно-геокриологическими и геоморфологическими условиями местности [3]. На основании принимаемого принципа определяется способ прокладки МГ, температурный режим его эксплуатации и инженерные решения, направленные на обеспечение необходимого состояния грунта.

Проанализировав накопленный опыт проектирования и сооружения МГ на территории распространения многолетней мерзлоты [13 – 18], можно сказать, что на основании технико-экономического обоснования чаще всего принимается решение о прокладке газопровода подземным способом, при этом на отдельных эксплуатационных участках могут использоваться разные рабочие температурные режимы, как отрицательные, так и положительные. Снижение теплообмена трубопровода с околотрубным грунтом достигается за счет установки теплоизоляционных конструкций.

В нормативной документации [1, 2], регулирующей проектирование трубопроводных систем, не прописано жестких требований к типу и методам нанесения теплоизоляционного покрытия. Указано лишь то, что выбор конструктивных параметров теплоизоляции должен быть обусловлен обеспечением поддержания теплового взаимодействия трубопровода с внешней средой на необходимом уровне в течение всего срока эксплуатации, и определяться с помощью расчетных методик, представленных в СП 61.13330.2012 [5] и Р 536-84 [19].

При этом необходимо отметить, что в методиках [5, 19] предусматривается проведение долгосрочных теплотехнических расчетов из условия стабильности теплофизических характеристик теплоизоляционного покрытия. В настоящее время отсутствуют требования или рекомендации, определяющие порядок расчета параметров теплоизоляции с учетом изменения ее эффективности из-за развития нарушений в процессе эксплуатации.

Документы [10 – 12], регламентирующие мероприятия по эксплуатации и ремонту МГ в условиях распространения многолетнемерзлых грунтов, не предусматривают проведения периодического мониторинга технического состояния установленной трубной теплоизоляции. В них отсутствуют методики оценки фактической эффективности теплоизоляционных покрытий в зависимости от текущего уровня дефектности и схемы производства работ по их восстановлению.

1.2 Анализ существующих конструкций теплоизоляции трубопроводов

Вопросом обеспечения оптимального теплового взаимодействия инженерных сооружений с окружающей средой посредством теплоизолирующих систем занималось множество научных школ. К настоящему времени разработано большое количество теплоизолирующих материалов, решений конструктивного исполнения и технологий монтажа, комбинация различных вариаций которых обеспечивает достижение наиболее оптимальных теплоизолирующих показателей для различных эксплуатационных условий.

Проанализировав технические решения по теплоизоляции трубопроводов, представленные в патентах [20 – 38] и каталогах продукции [39 – 44], была составлена классификация трубных теплоизолирующих конструкций, представленная на рисунке 1.2.

Производством освоены технологии изготовления множества теплоизолирующих материалов, отличающихся друг от друга структурой, химическим составом и теплофизическими характеристиками. Все имеющиеся теплоизоляционные материалы можно условно разделить на четыре группы по виду применяемого исходного материала и общей структуры: органические вспененные жесткие и мягкие, неорганические вспененные жесткие и волоконные. Готовые изделия по признаку материала могут быть так же комбинированными – содержащими несколько теплоизоляционных материалов. Диапазоны основных физических и теплофизических характеристик материалов в каждой группе представлены в таблице 1.1.

Таблица 1.1 – Теплофизические характеристики групп теплоизоляционных материалов

Показатель	Средний диапазон значений показателя для группы материалов			
	Органические вспененные жесткие [45 – 47]	Органические вспененные мягкие [48]	Неорганические вспененные жесткие [49]	Неорганические волоконные [50 – 52]
Плотность, кг/м ³	25 – 80	40 – 80	300 – 800	40 – 330
Коэффициент теплопроводности, Вт/(м·К)	0,020 – 0,035	0,032 – 0,040	0,080 – 0,230	0,040 – 0,060
Прочность на сжатие при 10%-ной линейной деформации, МПа	0,150 – 0,900	0,100 – 0,150	2,000 – 7,200	0,004 – 0,150
Водопоглощение за 24 ч при полном погружении, % от объема	0,1 – 3,4	0,3 – 5,5	5,0 – 10,0	6,0 – 30,0
Группа горючести по ГОСТ 30244-94	Г2 – Г4	Г1, Г2	НГ	НГ, Г1, Г2

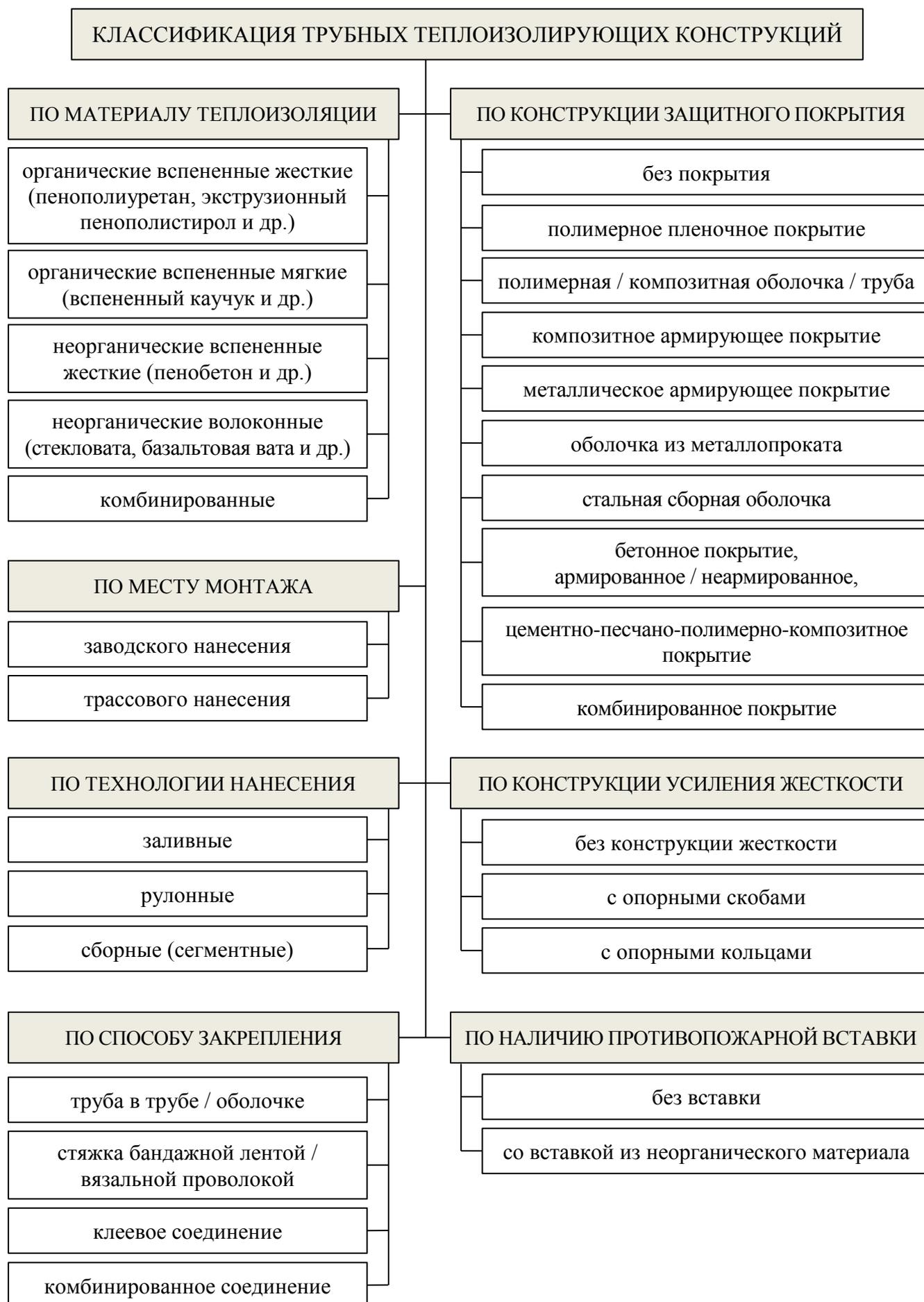


Рисунок 1.2 – Классификация теплоизолирующих конструкций для трубопроводов

Рассмотрим существующие группы материалов с точки зрения требований нормативной документации [1, 2, 7] – теплоизоляционное покрытие МГ одновременно должно обладать небольшой плотностью, малой теплопроводностью, низким водопоглощением и высокой прочностью на сжатие.

Органические вспененные жесткие изоляционные материалы больше всего удовлетворяют предъявляемым требованиям, они обладают малой плотностью, минимальными показателями теплопроводности и водопоглощения, являются достаточно прочными и устойчивыми к многократным циклам промерзания – оттаивания. При отнесении их характеристик к условиям эксплуатации, очевидно, что они могут применяться как на надземных, так и подземных трубопроводах.

Органические вспененные мягкие изоляционные материалы имеют хорошие теплофизические характеристики, однако показатели их прочности на сжатие очень низки, поэтому их применение ограничивается надземными трубопроводами либо они могут использоваться в качестве одного из составляющих в комбинированных теплоизоляциях для подземных трубопроводов.

Неорганические вспененные жесткие материалы обладают высокой плотностью и прочностью, однако имеют максимальную теплопроводность, поэтому данный материал применяют в виде монопокрытия при необходимости в первую очередь обеспечения механической защиты и баллаستировки трубопровода и сопутствующей незначительной теплоизоляции или в качестве защитного материала в комбинированных конструкциях. Изделия из неорганических вспененных жестких материалов применимы на подземных трубопроводах, в особенности на участках подводных переходов.

Неорганические волокнистые материалы имеют средние теплофизические характеристики, не работают на сжатие, имеют высокие показатели водопоглощения, при этом являются негорючими, а также отличаются низкой стоимостью. Они применимы на надземных трубопроводах с условием обеспечения гидрозащиты и в случаях, когда негорючесть материала является обязательным требованием.

Также трубные теплоизолирующие конструкции можно классифицировать по месту монтажа. По данному показателю все теплоизоляции делятся на конструкции заводского и трассового нанесения.

Заводские теплоизолированные трубы имеют однородные показатели теплопроводности по всему объему теплоизоляции, но при их применении предъявляются более жесткие требования к транспортировке, хранению и монтажу. В целом заводские изделия имеют более высокую стоимость и требуют больших затрат на транспортные работы.

Конструкции трассового нанесения более удобны с точки зрения логистики, однако при

строительстве трубопроводов требуются значительные трудозатраты на монтаж теплоизоляции. В целом однородность теплоизоляции трассового нанесения ниже, чем при заводском нанесении, но при соблюдении технологий монтажа можно достичь достаточно высоких значений и минимизировать мостики тепла. С экономической точки зрения зачастую конструкции трассового нанесения более выгодны.

По технологии нанесения теплоизоляции делят на три типа: заливные, рулонные и сборные.

Заливные теплоизоляции изготавливают из органических и неорганических вспененных жестких материалов. Заливные конструкции являются максимально однородными по внутренней текстуре. Теоретически заливные теплоизоляции могут формироваться как в заводских, так и трассовых условиях. На практике данная технология практически всегда реализуется на производстве, так как она требует наличия специальных систем автоматизированного смешивания исходных компонентов и подачи готового сырья, а после заполнения форм должна обеспечиваться выдержка в определенных температурно-влажностных условиях в течение некоторого времени, что сложно достижимо на строительной площадке.

Рулонные изделия изготавливают из органических вспененных мягких и неорганических волоконных материалов. Рулонные изделия легко устанавливаются как в заводских условиях, так и на строительной площадке. Единственным условием, ограничивающим их применение, является необходимость соблюдения мер защиты от влагонасыщения теплоизоляции, если она изготовлена из неорганического волоконного материала.

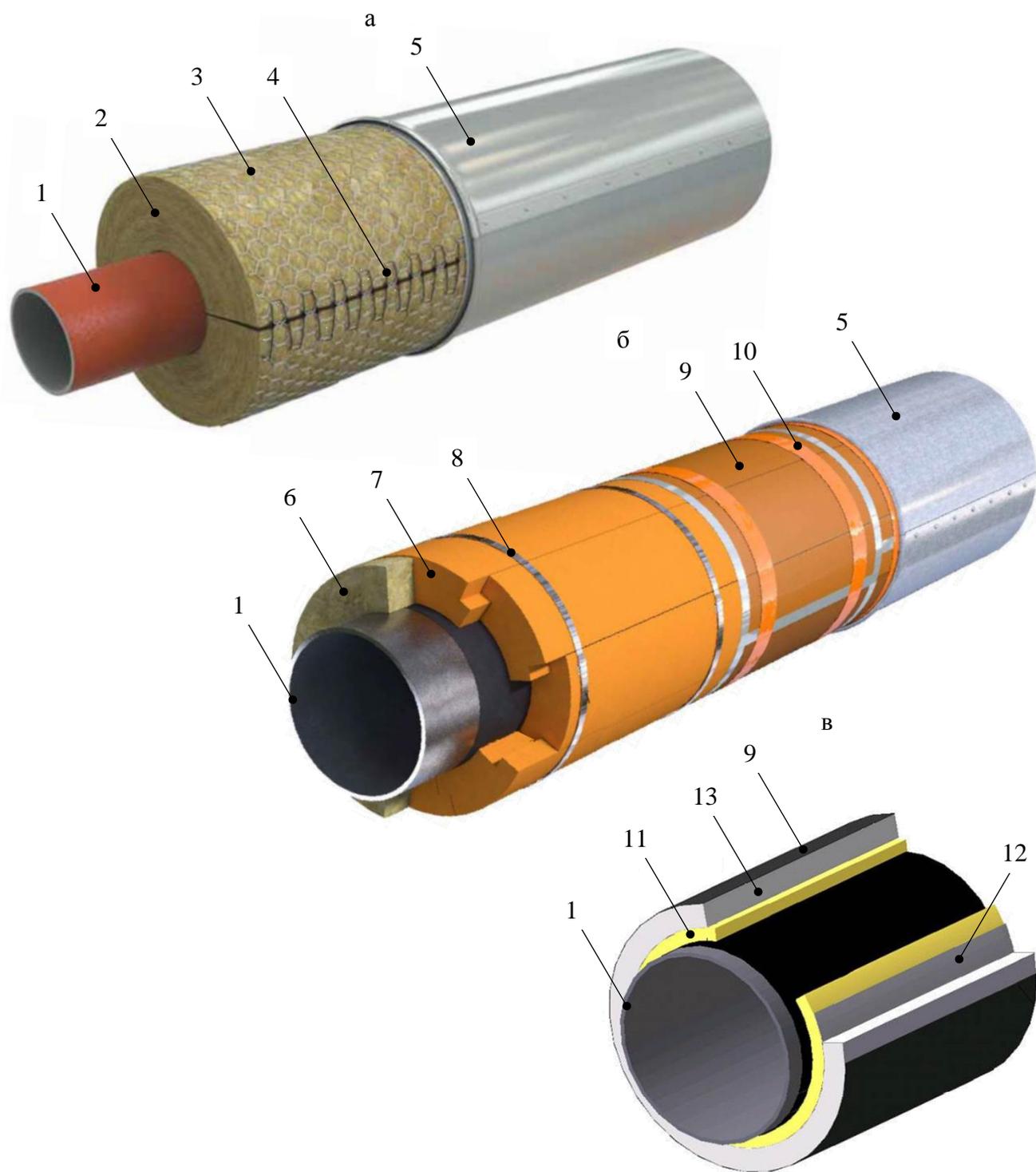
Сборные (штучные, сегментные) теплоизоляции изготавливают из органических вспененных твердых и неорганических волоконных, пропитанных связующими составами, материалов. Представляют собой, как правило, готовые сегментно-цилиндрические конструкции, адаптированные для быстрого монтажа на строительной площадке.

Закрепление теплоизоляции на теле трубы осуществляют четырьмя способами: труба в трубе или оболочке, стяжка бандажной лентой или вязальной проволокой, клеевое и комбинированное соединения. Заливные теплоизоляции формируются посредством соединения труба в трубе или оболочке. Рулонные изделия из органических вспененных мягких материалов чаще всего закрепляют на трубе посредством клеевого соединения, для удобства применения на заводе на одну сторону изделия наносится клеевая основа. Рулонные изделия неорганических волоконных материалов и сборные теплоизоляции закрепляются стяжкой бандажной лентой или вязальной проволокой, с возможной комбинацией проклейки жидкими составами стыковых частей теплоизоляционных изделий и установки снаружи защитной оболочки.

Также трубная теплоизоляция может классифицироваться по конструкции защитного покрытия:

- без наружного защитного покрытия (технология возможна при применении влагоустойчивых видов теплоизоляции, таких как рулонные и сборные теплоизоляции из органических материалов);
- полимерное пленочное покрытие (применяется при установке сборных теплоизоляций из органических материалов с целью гидроизоляции пустот между сегментами);
- полимерная / композитная оболочка / труба (одновременно выполняет функции механической и гидрозашиты, применяется в заполняемых и сборных конструкциях);
- композитное армирующее покрытие (применяется в качестве верхнего слоя комбинированной теплоизоляции на основе органических вспененных мягких изоляционных материалов для повышения прочностных показателей конструкции, фиксация покрытия осуществляется клеевым соединением);
- металлическое армирующее покрытие (применяется для повышения прочностных показателей в заливных конструкциях и рулонных изделиях из неорганических волоконных материалов);
- оболочка из металлопроката (применяется совместно с любым видом теплоизолирующего покрытия, оболочка формируется путем спиральной намотки рулонного или пошаговой укладки с перекрытием листового проката из оцинкованной стали на надземных конструкциях и стали с полимерной противокоррозионной защитой – на подземных);
- стальная сборная оболочка (применяется совместно с любым видом теплоизолирующего покрытия, оболочка формируется путем заклепочного, винтового или болтового соединения двух полуцилиндров из оцинкованной стали на надземных конструкциях и стали с полимерной противокоррозионной защитой – на подземных);
- бетонное покрытие (применяется для механической защиты и балластирования труб с заполняемой теплоизоляцией, может быть реализовано в разных исполнениях: с армированием стеклотканевыми или стальными элементами и без дополнительного армирования);
- цементно-песчано-полимерно-композитное покрытие (применяется для механической защиты и балластирования труб с теплоизоляцией из органических вспененных твердых и неорганических волоконных материалов);
- комбинированное покрытие (применяется для любых типов теплоизоляции, представляет собой одновременное сочетание нескольких видов покрытия).

Примеры исполнения защитных покрытий трубной теплоизоляции комбинированного типа представлены на рисунке 1.3.



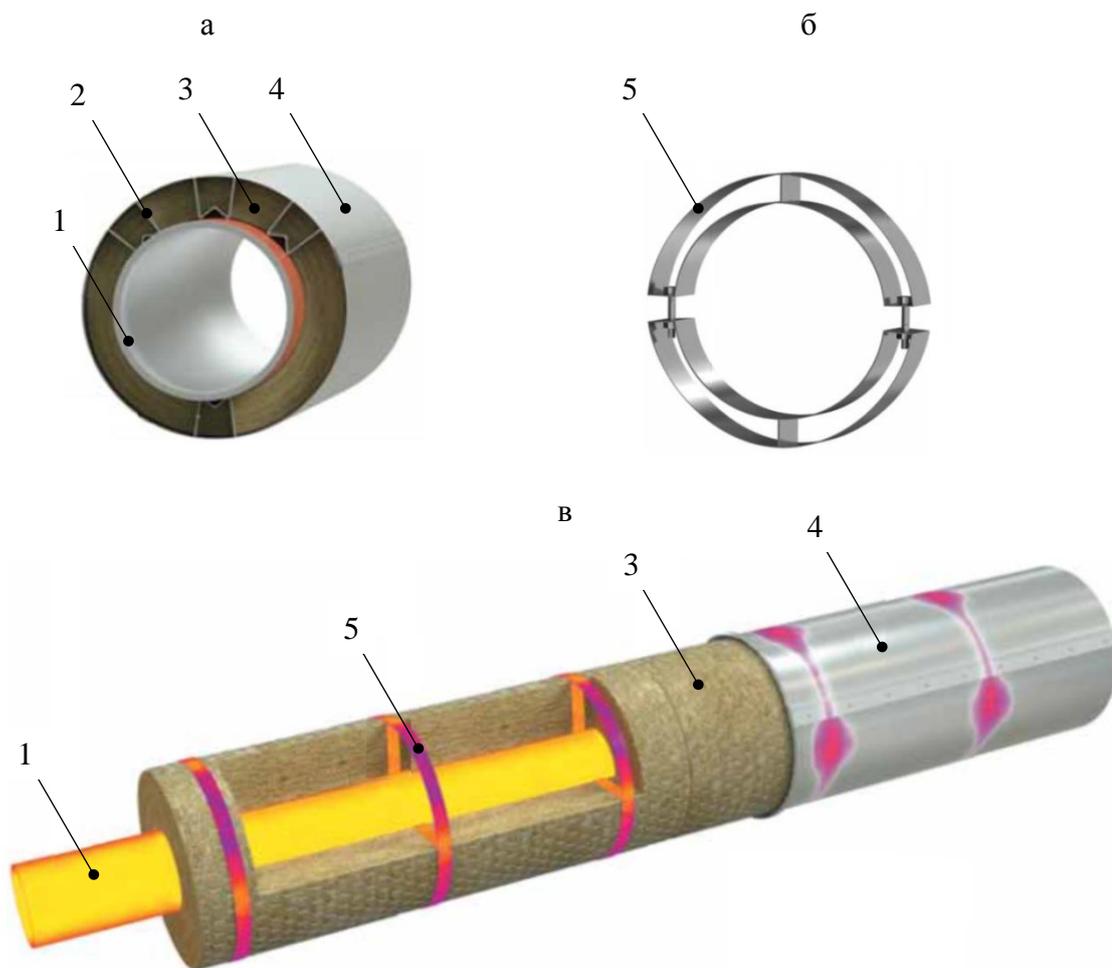
1 – труба; 2 – рулонная теплоизоляция; 3 – металлическое армирующее покрытие;
 4 – вязальная проволока; 5 – стальная сборная оболочка; 6 – противопожарная вставка;
 7 – сегментная теплоизоляция; 8 – стальная бандажная лента; 9 – полимерная пленочная
 гидроизоляция; 10 – полимерная бандажная лента; 11 – заливная теплоизоляция;
 12 – оболочка из металлопроката; 13 – бетонное покрытие

Рисунок 1.3 – Трубные теплоизоляции с защитным покрытием комбинированного типа:

а – армированное / оболочное [51]; б – пленочное / оболочное [47];

в – оболочное / бетонное / пленочное [41]

Для повышения жесткости теплоизоляционных конструкций, выполненных из рулонных или сегментных теплоизолирующих материалов, могут использоваться специальные усиливающие элементы, выполняемые в виде опорных скоб (для труб наружным диаметром до 219 мм, см. рисунок 1.4, а) или опорных колец (для труб наружным диаметром больше 219 мм, см. рисунок 1.4, б и в). Существенным недостатком подобного варианта усиления теплоизоляционной конструкции является снижение общих показателей ее эффективности за счет интенсивного теплопереноса через материал скоб или колец.



1 – трубопровод; 2 – опорная скоба; 3 – рулонная теплоизоляция;
4 – стальная сборная оболочка; 5 – опорное кольцо

Рисунок 1.4 – Элементы усиления жесткости трубных теплоизолированных конструкций:

а – применение опорных скоб; б – внешний вид опорного кольца;

в – влияние опорных колец на теплопотери через теплоизолирующую систему [51]

Также, теплоизоляционные конструкции из органических и неорганических материалов, не относящихся по ГОСТ 30244-94 к группе негорючих, можно разделить по признаку наличия противопожарной вставки. Противопожарная вставка представляет собой участок из негорючих неорганических волоконных материалов длиной, как правило, не менее 0,5 м.

Таким образом, при сочетании различных материалов и конструктивных решений можно добиться оптимальной теплоизоляции трубопровода в условиях эксплуатации.

Из множества существующих технических решений трубопроводной теплоизоляции в Единый Реестр материально-технических ресурсов, допущенных к применению на объектах Общества и соответствующих требованиям ПАО «Газпром» [53], по состоянию на 01.01.2023 включены следующие:

- трубы и соединительные детали с наружным антикоррозионным покрытием и заводской тепловой изоляцией из пенополиуретана в защитной оболочке;
- сборная теплоизоляция из пенополиуретана, изготовитель: ООО «ЗПИ «ЕВРОПРОМ»;
- сборная теплоизоляция из экструзионного пенополистирола, изготовители: ООО «ЭКСТРОЛ» и ООО «Пеноплэкс СПб»;
- сборная теплоизоляция из вспененного каучука K-FLEX, изготовитель: ООО «К-ФЛЕКС»;
- сборная теплоизоляция из пеностекла «НЕОПОРМ», изготовитель: ЗАО «Компания «СТЭС-Владимир».

Выбор теплоизоляции для конкретного объекта проводится проектной организацией из условия оптимальности технико-экономических показателей.

Проанализировав проектные решения строительства современных газопроводных систем Бованенково – Ухта [54] и «Сила Сибири» [55 – 57], можно сделать вывод, что на текущий момент наибольшее распространение получили следующие виды трубной теплоизоляции: заводская из пенополиуретана с защитной оболочкой и сборная из экструзионного пенополистирола.

Трубы с заводской теплоизоляцией, скомбинированной с наружным утяжеляющим бетонным покрытием, применяются на береговых пойменных участках переходов газопроводов через крупные водные преграды, для других случаев с точки зрения минимизации капитальных затрат предпочтение отдается сборной теплоизоляции.

Рассмотрим более подробно особенности применения сборной теплоизоляции из экструзионного пенополистирола на подземных участках МГ.

Из отдельных изделий, выполненных в виде протяженных сегментов (рисунок 1.5, а) или блок-сегментов (рисунок 1.5, б), на поверхности газопровода формируют кольцевое или полукольцевое (на верхней половине) теплоизоляционное покрытие. На боковых поверхностях каждого изделия выполнены продольные пазы и выступы, позволяющие сформировать общий кольцевой контур и минимизировать теплообмен в местах контакта соседних сегментов. Радиус кривизны поверхности изделия, контактирующей с поверхностью газопровода, соответствует внешнему его радиусу [58]. Закрепление сформированной теплоизоляционной конструкции осуществляется с помощью стяжных хомутов.

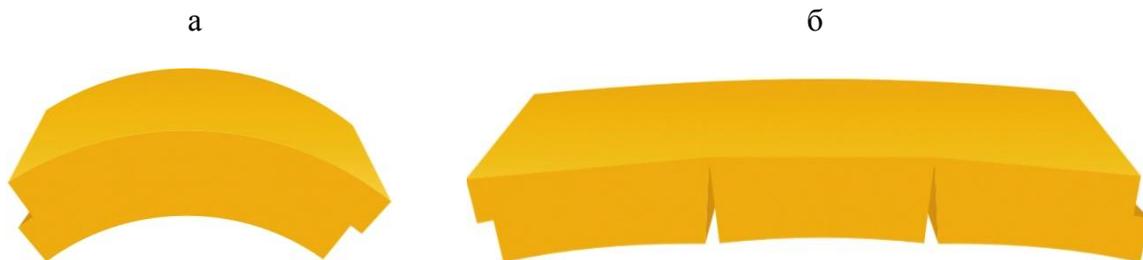


Рисунок 1.5 – Визуализация изделий из экструзионного пенополистирола для сборной трубной теплоизоляции:
а – сегмент; б – блок-сегмент

Блок-сегменты отличаются от сегментов наличием на поверхности контакта с газопроводом продольных пазов треугольной формы на глубину не менее 70 % от общей толщины блок-сегмента. При стяжке натяжных хомутов происходит изгиб и охват блок-сегментами поверхности газопровода [35].

Сборная теплоизоляция на МГ получила следующие варианты применения:

- кольцевая теплоизоляция газопровода, имеющего положительную рабочую температуру и расположенного в зоне распространения многолетнемерзлых грунтов, с целью предотвращения их оттаивания;
- кольцевая теплоизоляция трубопровода, имеющего отрицательную рабочую температуру и расположенного на участках переходов через талики, с целью предотвращения промерзания и пучения водонасыщенных талых околотрубных грунтов;
- кольцевая теплоизоляция трубопровода, имеющего отрицательную рабочую температуру и расположенного на равнинных участках трассы, характеризующихся высоким уровнем грунтовых вод в слое сезонного оттаивания в весенне-летний период, с целью предотвращения промерзания грунта в талом слое с последующим возможным формированием препятствий естественному движению грунтовых вод;
- полукольцевая теплоизоляция верхней части трубопровода при транспортировке газа с температурой ниже минус 7 °С, с целью предотвращения промерзания грунта в сезонно-талом слое с возможным формированием препятствий перетоку талых вод и атмосферных осадков [58].

Монтаж кольцевого теплозащитного покрытия производится последовательной установкой отдельных комплектов (групп сегментов) на поднятой плети в следующей последовательности (рисунок 1.6, а):

- трубная плеть колонной трубокладчиков, оснащенных мягкими монтажными полотенцами и имеющих обрезиненные стрелы, поднимается на высоту, достаточную для работы со специальной монтажной оснасткой, но не более 1 м от уровня дна траншеи;

– сегменты устанавливают плотно друг к другу (без боковых и торцевых зазоров), для обеспечения дополнительной конструкционной прочности теплоизоляционного слоя, изделия могут быть смещены горизонтально друг относительно друга на расстояние 300 – 500 мм;

– закрепление сегментов осуществляется бандажными лентами из нержавеющей стали толщиной 0,5 мм шириной 12 – 20 мм. Ленты располагают на расстоянии 500 мм от краев сегментов и далее через 700 – 1000 мм, натяжение осуществляется приспособлением Н-24К или аналогичным.

Для дополнительного предотвращения водонасыщения материала теплоизоляции могут быть применены гидроизоляционные ленточные покрытия «Полилен» или «Терма-МХ».

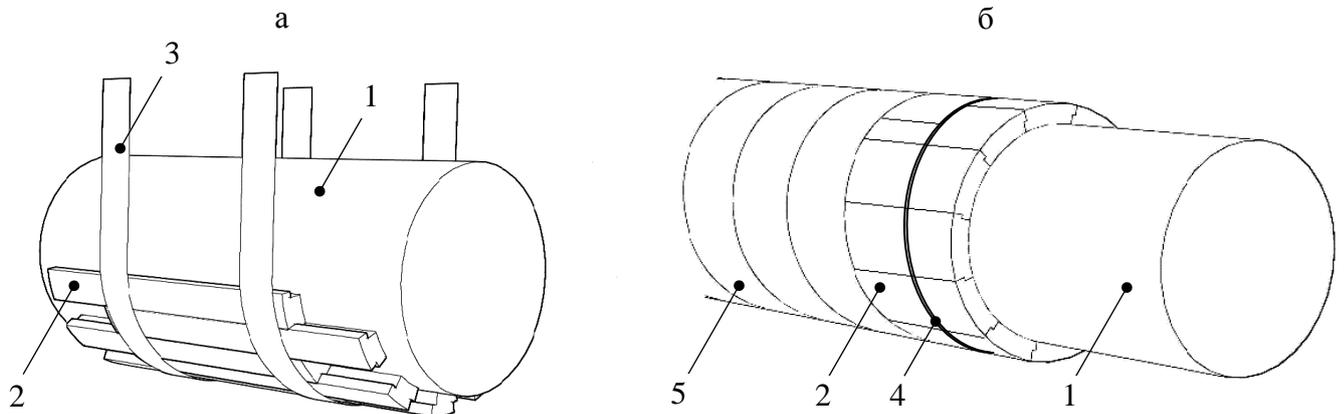
Порядок нанесения гидроизоляционного покрытия следующий (рисунок 1.6, б):

– внешнюю поверхность кольцевого термоизолирующего покрытия очищают от грунта, воды, снега, жировых и масляных загрязнений с помощью чистой ветоши и растворителя;

– закрепляют свободный край полимерной ленты на верхней образующей трубы, затем выполняют спиральную намотку ленты по периметру трубы с прикаткой роликом, соблюдая перехлест смежных витков не менее 40 мм;

– при нанесении покрытия «Терма-МХ» дополнительно выполняют его термоусадку с помощью пропановых горелок по окончании нанесения каждого рулона;

– лента из каждого последующего рулона должна перекрывать нанесенное покрытие из предыдущего рулона не менее чем на 500 мм.



1 – газопровод; 2 – теплоизолирующие сегменты; 3 – мягкие монтажные полотенца;

4 – бандажная лента; 5 – гидроизоляционное покрытие

Рисунок 1.6 – Схема монтажа сборного кольцевого теплоизоляционного покрытия:

а – монтаж сегментов; б – формирование гидроизоляционного защитного слоя [59]

В целом технологию трассового монтажа сборного трубного теплоизоляционного покрытия можно охарактеризовать как трудоемкую, особенно в случае нанесения

гидроизоляционного поверхностного слоя, при этом теплозащитные показатели готовой конструкции напрямую зависят от качества выполнения работ, поэтому в перспективе развития следует рассмотреть возможность оптимизации данной процедуры.

1.3 Анализ отечественного опыта эксплуатации газопроводов, оборудованных сборной теплоизоляцией, в многолетнемерзлых грунтах

В период с 1974 по 1975 гг. проводилось комплексное обследование системы внутрипромысловых газопроводов ГКМ Медвежье, Тюменская область. Трубопроводная система диаметром 325 мм построена на территории, характеризующейся повсеместным распространением многолетнемерзлых грунтов с мощностью мерзлого слоя 300 – 400 м и глубиной сезонного оттаивания не более 1 м. На различных участках технологических газопроводов применены три вида прокладки: наземная, полузаглубленная и подземная. Для всех случаев были реализованы технические решения по оборудованию газопроводов теплоизоляционными сегментами, выполненными из пенополистирола и пенополиуретана (толщина 40 мм), закрепленными на трубе битумной мастикой и гидроизолированными двумя слоями липкой ленты ПВХ или «Поликен». Температура транспортируемого газа 20 °С.

По результатам обследования сборного теплоизоляционного покрытия, проведенного через 7 лет после начала эксплуатации газопроводов, было установлено следующее:

- на всплывших и оголенных участках газопровода гидроизоляционное покрытие преимущественно оказалось разрушенным;
- имеет место массовое разрушение теплоизоляционных конструкций в особенности на полузаглубленных участках и углах поворота трассы газопроводов;
- решающее влияние на состояние теплоизоляции оказывает влажность грунта (обводненные грунтовые условия в совокупности с высокими механическими эксплуатационными нагрузками приводят к увеличению в 2,6 – 3,9 раза значений влагонасыщения полимерных материалов теплоизоляции по сравнению со значениями, полученными по результатам лабораторных испытаний);
- влагонасыщение материала, помимо снижения теплофизических показателей, приводит к значительному ухудшению прочностных и деформационных показателей (у пенополистирола в 1,0 – 1,3 раза при влажности до 40 % по объему, у пенополиуретана в 1,8 – 3,3 раза при влажности до 50 %), что приводит к интенсификации деградации теплоизоляции при дальнейшей эксплуатации [60].

В работе [61] экспериментально подтверждено, что наличие даже незначительных сегментных зазоров приводит к значительному росту интенсивности теплообмена между

изолируемыми объектами.

В 2003 – 2006 гг. в период приработки новых МГ Заполярное – Уренгой 1, 2 и 3 нитка, введенных в эксплуатацию с 2001 по 2004 гг., был проведен комплекс натуральных и дистанционных аэровизуальных обследований [62, 63]. Газопроводы номинальным диаметром 1420 мм построены на территории северной части лесотундры, характеризующейся сплошным распространением многолетнемерзлых грунтов. По характеру экзогенных геологических процессов территория прокладки газопроводов может быть разделена на две части: северную, характеризующуюся более высокими увлажнением, заболоченностью, термокарстами и просадками грунтов, и южную, имеющую выраженную расчлененность овражно-балочной сетью и постоянные водотоки [62].

При строительстве данной трубопроводной системы проведено испытание трубной теплоизоляции «Пеноплэкс» в трассовых условиях. Общая протяженность теплоизолированных участков газопровода составила более 50 км. По заключению ЗАО «Ямалгазинвест», применение указанного теплоизоляционного материала позволило заменить надземную и полузаглубленную прокладку МГ на подземную. За счет использования теплоизоляционных сегментов «Пеноплэкс» в два раза сократился объем земляных работ по созданию песчаной подсыпки, уменьшился срок строительства газопровода, снижена интенсивность теплового воздействия МГ на многолетнемерзлые грунты.

По результатам мониторинга 2006 г. на участках трех ниток газопроводов с суммарной протяженностью 180 км установлено наличие следующих типов геокриологических проявлений:

- размыв обвалования – 296 участка;
- подмыв обвалования – 44 участка;
- затопление и подтопление – 203 участка;
- развития термокарстов, просадок и термоэрозии – 57 участков [60].

Многочисленные проявления гидрологических и термогидрогенных процессов выявлены как на участках без теплоизоляции, так и с ней.

С 2006 г. на стадиях изысканий, сооружения и эксплуатации двухниточной системы МГ Бованенково – Ухта на различных ее участках были проведены независимые дистанционные и натурные обследования [64 – 68].

Газопроводы имеют диаметр 1420 мм, проложены преимущественно подземным способом, на отдельных участках использовано сборное кольцевое и полукольцевое теплоизоляционное покрытие. При строительстве первой нитки МГ Бованенково – Ухта теплоизоляция без гидроизоляционного слоя применена на участках транспорта газа с отрицательной температурой в условиях мерзлых грунтов. Теплоизоляционное покрытие,

оснащенное дополнительной гидроизолирующей оболочкой, применено при сооружении первой нитки МГ Бованенково – Ухта на участках транспорта газа с положительной температурой в условиях распространения мерзлых грунтов (КС «Байдарацкая» – переход через Байдарацкую губу), а также на всех теплоизолированных участках второй нитки. Гидроизоляция теплоизоляционного покрытия на первой нитке реализована ленточным полимерным покрытием «Полилен», а на второй – термоусаживаемыми лентами «Терма-МХ».

До 441,5 км газопроводы проходят по территории сплошного и массивно-островного распространения многолетнемерзлых грунтов. Маршрут газопроводов можно разделить на три характерных участка: полуостров Ямал (0 – 123 км), переход через Байдарацкую Губу (123 – 195 км) и материковый участок (от 195 км).

На основании анализа результатов обследований [64 – 68] можно сделать следующие основные выводы:

- для ямальского и материкового участков одинаково характерно наличие следующих типов нарушений: просадка обвалования, обводнение и заболачивание, термоэрозия и термоденудация грунта, расширение русловой части рек;
- подавляющая часть (более 60 %) экзогенных геологических процессов проявляется образованием просадок обвалования и подтопления газопровода;
- подземная (тоннельная) термоэрозия встречается чаще поверхностной, характерны интенсивные оползания и течения талых грунтов на слоновых и береговых участках газопроводов;
- более чем на 15 % дефектных участков одновременно фиксируются экзогенные геологические процессы двух и более типов;
- интенсивность развития проявлений экзогенных геологических процессов максимальна в первые два года после строительства газопровода, через 5 – 7 годовых циклов после строительства процессы постепенно стабилизируются;
- интенсивные изменения биофизических свойств поверхности на территории прокладки газопроводов не зафиксированы, вероятность масштабной деградации многолетней мерзлоты и дестабилизация состояния трубопроводов низкая и носит локальный характер.

1.4 Анализ потенциально возможных дефектов сборной трубной теплоизоляции

В имеющейся практике преимущественно встречаются две технологии применения сборной трубной теплоизоляции: без применения и с применением внешнего гидроизолирующего защитного слоя.

Механизмы формирования потенциально возможных дефектов рассмотрим для

вариантов без применения и с применением защитного гидроизоляционного покрытия.

Формирование нарушений целостности трубного теплоизоляционного покрытия может происходить, как на этапе его монтажа из отдельных сегментов, так и при засыпке и последующей эксплуатации МГ.

Повреждения, формируемые при монтаже, обусловлены особенностями конструкции сборного теплоизоляционного слоя, формируемого из отдельных сегментов некоторой заданной окружной протяженности. В том случае, если окружная протяженность поверхности трубы не обеспечивает размещения конечного числа сегментов, нарушение целостности теплоизолирующей оболочки будет выражаться в виде единичных или множественных зазоров между сегментами (рисунок 1.7). Зазоры также формируются между отдельными секциями кольцевого теплоизоляционного покрытия, в местах их стыковки, что объясняется тем, что торцевые поверхности сегментов выполнены плоскими и не содержат выступов и пазов.

При укладке и засыпке участка МГ с теплоизоляционным покрытием, повреждения формируются:

- при взаимодействии МГ с грунтом в основании траншеи;
- при взаимодействии грунта засыпки с поверхностью покрытия.

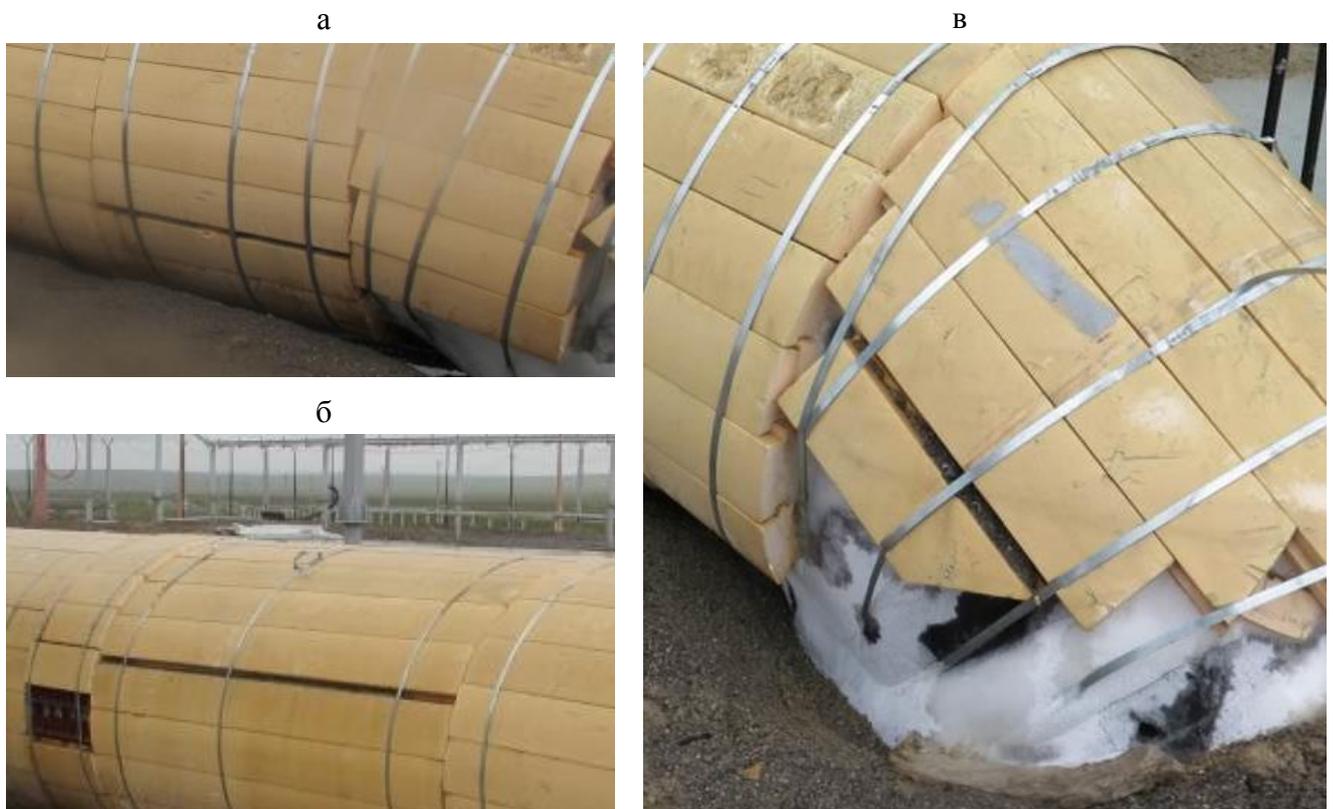


Рисунок 1.7 – Примеры нарушений целостности сборного трубного теплоизоляционного покрытия, формируемых при монтажных работах: зазоры между сегментами (а, б); смещение сегментов при частичной теплоизоляции поверхности трубы (в)

Стандартная технология строительства подземного МГ в мерзлоте предусматривает его укладку на мягкое грунтовое основание и последующую его засыпку мелкофракционным минеральным привозным грунтом на высоту не менее 0,2 м над верхней образующей трубы. Формирование повреждений в указанных условиях возможно в следующих случаях:

- в насыпном основании на дне траншеи присутствуют единичные мерзлые фрагменты грунта, при взаимодействии с которыми будет происходить разрушение сегментов покрытия в окрестности нижней образующей труб;
- в случаях отрицательного температурного режима газопровода на локальных участках прохождения через талики могут формироваться зоны промерзания и пучения грунтов, что приводит к образованию повышенных механических воздействий на теплоизоляционное покрытие, в результате возможно смещение сегментов и их деформация;
- вследствие недостаточного натяжения стяжных хомутов или их при их разрушении, в процессе засыпки МГ и при усадке грунта возможно смещение сегментов с формированием зазоров в окрестности верхней и боковых образующих труб;
- уровень насыпного грунта сверху над газопроводом недостаточен, в этом случае возможно разрушение сегментов покрытия в окрестности верхней образующей труб при взаимодействии с мерзлыми крупными фрагментами грунта обратной засыпки.

Повреждения теплоизоляционного покрытия при эксплуатации МГ обусловлены уплотнением и усадкой грунта засыпки МГ, а также перемещениями МГ относительно грунта. В результате взаимодействия теплоизоляционного покрытия и грунта возможно смещение и разрушение отдельных сегментов покрытия, разрушение стяжных хомутов.

Вспененный полистирол характеризуется низким водонасыщением, соответственно, основной причиной снижения теплового сопротивления теплоизолирующей оболочки будет являться формирование локальных участков теплопереноса в местах соединения сегментов. Для предотвращения поступления грунтовой воды к теплоизоляционному покрытию обычно предусматривают перекрытие поверхности теплоизоляционного слоя ленточным гидроизоляционным покрытием.

Эффективность применения теплоизоляционного покрытия с гидрозащитным слоем будет определяться:

- бездефектным состоянием гидроизоляционного покрытия;
- качественным нанесением сегментов теплоизолирующей оболочки.

Дефектное состояние теплоизоляционного покрытия с защитной гидроизолирующей оболочкой, в зависимости от условий взаимодействия «теплого» газопровода с мерзлым грунтом, может быть охарактеризовано следующим образом:

- прямой тепловой контакт газопровода с мерзлым грунтом через сквозное

повреждение гидроизолирующего и теплоизолирующих слоев;

- тепловой контакт газопровода с мерзлым грунтом через локальные теплопроводящие участки, формируемые при заполнении зазоров между соседними сегментами теплоизоляционного слоя, а также между сегментами и внешней поверхностью труб, грунтовой водой, поступающей через сквозные повреждения в гидроизоляционном слое.

Очевидно, что при прямом тепловом контакте в условиях распространения льдистых и сильнольдистых грунтов, также будет происходить образование локальных теплопроводящих участков, формируемых в окрестности повреждения за счет поступления грунтовой воды к теплоизолирующему слою.

Дефекты гидроизолирующей оболочки могут быть сформированы вследствие нарушения технологии нанесения лент, а также при засыпке и последующей эксплуатации МГ. В соответствии с технологическими картами, определяющими порядок нанесения гидроизолирующих покрытий из полимерных лент, гидроизолирующая оболочка наносится на очищенную сухую поверхность теплоизолирующего слоя вручную. Недостаток такого метода заключается в том, что при ручном нанесении невозможно обеспечить достаточное натяжение лент, соответственно, адгезия покрытия к поверхности теплоизоляционного слоя, а также в места перехлеста лент может не соответствовать требуемым значениям. Указанный недостаток устраняется за счет применения термоусаживаемых лент, натяжение которых обеспечивается при их нагреве после нанесения на теплоизолирующий слой. Применение термоусаживаемых лент также позволяет повысить качество закрепления сегментов теплоизоляционного слоя и ограничить их перемещение при укладке и засыпке участка МГ.

Недостаточная адгезия гидроизолирующего покрытия к поверхности теплоизолирующего слоя может быть обусловлена:

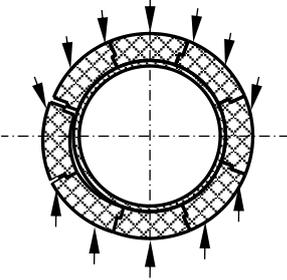
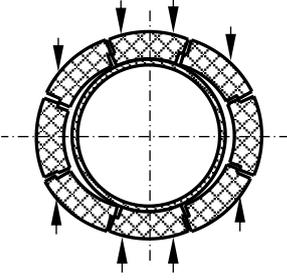
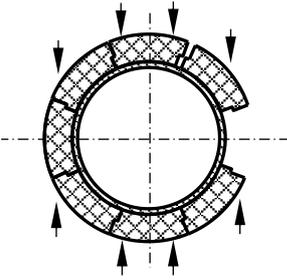
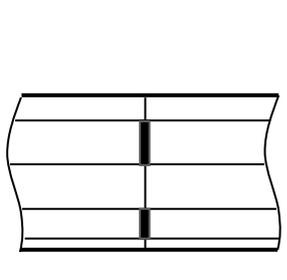
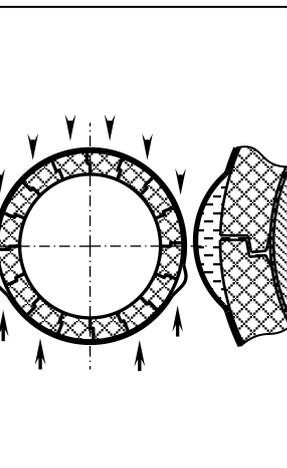
- недостаточным качеством подготовки поверхности теплоизолирующего слоя (строительно-монтажные работы проводятся в зимнее время, соответственно, на поверхности теплоизоляционного слоя задерживаются частицы грунта и снега, при этом очистка поверхности теплоизоляционного слоя затруднена вследствие его высокой шероховатости);

- конструктивными особенностями теплоизолирующей разборной оболочки.

В связи с тем, что адгезия покрытия к поверхности теплоизоляционного слоя может быть недостаточной, в технологических картах, определяющих порядок нанесения полимерных термоусаживаемых лент «Герма-МХ» указано, что основной эффект применения гидроизоляционного слоя достигается за счет клеевого соединения лент в местах перехлеста.

Возможные схемы развития характерных повреждений сборного трубного теплоизоляционного покрытия показаны в таблице 1.2.

Таблица 1.2 – Схемы развития потенциально возможных повреждений сборного трубного теплоизоляционного покрытия

Схема повреждения	Характеристика повреждения	Причина развития
	<p>Единый продольный зазор – смещение теплоизоляционного сегмента по окружности боковой образующей трубы</p>	<p>Геометрические несовершенства поверхности трубы и сегментов теплоизоляционного покрытия. Недостаточное натяжение хомута</p>
	<p>Множественные продольные зазоры – смещение сегментов теплоизоляционного покрытия на боковых образующих трубы с формированием полостей под теплоизолирующим покрытием</p>	<p>Разрушение стяжного хомута при засыпке МГ, при усадке грунта засыпки, а также вследствие продольных и поперечных перемещения участков МГ при эксплуатации</p>
	<p>Площадной дефект – разрушение сегмента теплоизоляционного покрытия и смещение граничащих с ним сегментов с последующим прямым взаимодействием стенки трубы с грунтом</p>	<p>Ударные нагрузки при засыпке, усадка грунта засыпки, продольные и поперечные перемещения участков МГ при эксплуатации</p>
	<p>Торцевые зазоры в месте стыковки секций теплоизоляционного покрытия, заполняемые грунтовой водой и обеспечивающие локальный тепловой контакт стенки трубы с грунтом</p>	<p>Конструктивные особенности сегментов покрытия</p>
	<p>Тепловой контакт через водную среду. Продольные единичные или множественные гофры гидроизоляционного слоя, заполняемые грунтовой водой, которая в дальнейшем проникает через зазоры между сегментами теплоизоляционного слоя к стенке трубы, формируя локальный тепловой контакт с грунтом</p>	<p>Недостаточная адгезия гидроизоляционного слоя к поверхности теплоизолирующей оболочки, усадка грунта засыпки, продольные и поперечные перемещения участков МГ при эксплуатации</p>

Таким образом, в результате анализа определены особенности и факторы формирования потенциально возможных повреждений сборного трубного теплоизоляционного покрытия, которыми являются:

- механическое взаимодействие теплоизолированного газопровода с грунтом засыпки (сдвиг, смещение отдельных сегментов или групп сегментов);
- сквозные повреждения сегментов теплоизоляционного покрытия, формируемые при строительстве и эксплуатации газопровода;
- проникновение грунтовой и поверхностной воды через места соединения (стыковки) сегментов теплоизоляции [69].

1.5 Выводы по главе 1. Постановка цели и задач диссертационного исследования

1. Проведен анализ действующей отечественной нормативной документации, на основании которого определено, что при проектировании газопровода выбор типа и конструкции трубной теплоизоляции основывается на долгосрочных теплотехнических расчетах, однако существующие расчетные методики базируются на условии стабильности теплофизических характеристик теплоизоляционного покрытия и не учитывают изменения его эффективности из-за развития нарушений в процессе эксплуатации. При эксплуатации МГ в условиях многолетнемерзлых грунтов не предусматривается проведение периодического мониторинга технического состояния установленной трубной теплоизоляции. В настоящее время в нормативной документации отсутствуют методики оценки фактической эффективности теплоизоляционных покрытий в зависимости от текущего уровня дефектности и схемы производства работ по их восстановлению.

2. Выполнен обзор и анализ существующих решений в области теплоизоляции трубопроводов, предложена классификация, определены основные типы наиболее часто применяемых конструкций.

3. Выполнен анализ опыта эксплуатации отечественных газопроводных систем, оборудованных сборной теплоизоляцией и эксплуатируемых в условиях многолетнемерзлых грунтов. Определено, что на теплоизолированных участках часто фиксируются проявления экзогенных геологических процессов, следовательно, фактическая эффективность теплоизоляционного покрытия ниже ожидаемой, заложенной при проектных моделированиях. Интенсивность развития проявлений максимальна в первые два года после строительства газопровода, через пять – семь годовых циклов после строительства она постепенно снижается и стабилизируется. Установка гидроизоляционного защитного слоя также не гарантирует повышения показателей эксплуатационной эффективности сборной теплоизоляции, так как

зачастую пленочное покрытие быстро приобретает дефектное состояние. Высокие механические эксплуатационные нагрузки приводят к увеличению показателей фактического влагонасыщения полимерных материалов теплоизоляции по сравнению со значениями, полученными по результатам лабораторных испытаний. Повышение влагонасыщения материала, помимо снижения теплофизических показателей, приводит к значительному ухудшению прочностных и деформационных показателей.

4. Определены основные схемы развития потенциально возможных повреждений сборного трубного теплоизоляционного покрытия.

На основании выводов по главе 1 можно сформулировать цель и задачи данного диссертационного исследования.

Цель работы: Повышение эксплуатационной надежности теплоизолированных газопроводов, проложенных в условиях многолетнемерзлых грунтов и осуществляющих транспортировку газа с положительной температурой, за счет разработки метода мониторинга фактического состояния сборной теплоизоляции и способов ее восстановления, обеспечивающих целостность и высокую эффективность покрытия в течение всего послеремонтного периода эксплуатации.

Задачи исследования:

1. Выполнить анализ отечественного опыта проектирования и эксплуатации подземных теплоизолированных газопроводов в условиях распространения мерзлых грунтов, выявить конструкционные недостатки существующих теплоизоляционных покрытий и механизмы формирования их повреждений.

2. Провести расчетно-экспериментальную оценку изменения интенсивности теплопередачи через теплоизоляционный слой из экструзионного пенополистирола при бездефектном состоянии и наличии имитаторов сквозных дефектов.

3. Исследовать пространственную и временную кинетику температурного поля грунтов околотрубного пространства при различных условиях дефектности сборной теплоизоляции газопровода.

4. Разработать метод оценки фактической эффективности сборной теплоизоляции газопровода в мерзлых грунтах и способы ее восстановления, обеспечивающие высокую теплоизоляционную эффективность покрытия в течение всего послеремонтного периода эксплуатации.

2 РАСЧЕТНО-ЭКСПЕРИМЕНТАЛЬНАЯ ОЦЕНКА ИНТЕНСИВНОСТИ ТЕПЛОПЕРЕДАЧИ ЧЕРЕЗ ДЕФЕКТНЫЙ ТЕПЛОИЗОЛЯЦИОННЫЙ СЛОЙ ИЗ ЭКСТРУЗИОННОГО ПЕНОПОЛИСТИРОЛА

2.1 Экспериментальное моделирование

2.1.1 Анализ лабораторных методов определения теплофизических характеристик теплоизоляционных покрытий

Основной теплофизической характеристикой теплоизоляционного материала является теплопроводность. Согласно действующей нормативной документации существует три основных лабораторных метода определения теплопроводности материала, основанных:

- на регистрации изменения температуры внедренного в исследуемый материал нагреваемого тела (цилиндрического зонда) при нестационарном тепловом режиме [70];
- регистрации изменения температуры поверхности теплоизоляционного покрытия при создании на этой поверхности одностороннего кратковременного теплового импульса [71];
- измерении плотности стационарного теплового потока, проходящего через плоский образец определенной толщины и направленного перпендикулярно к лицевым граням образца [72].

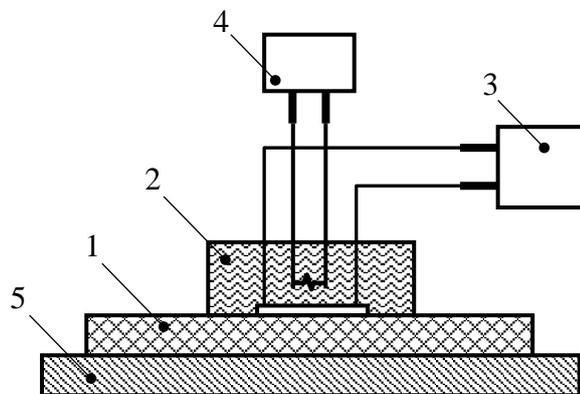
Проведение испытаний по первому методу [70] предусматривает следующие операции:

- в предварительно подготовленный образец теплоизоляционного материала вводится цилиндрический зонд диаметром 1 или 3 мм и длиной 200 мм;
- цилиндрический зонд включается в электрическую схему, включающую в себя стабилизатор напряжения для нагрева зонда, а также микровольтметр для регистрации электродвижущей силы (ЭДС) термопары зонда и амперметр для измерения силы тока нагрева;
- в течение 12 мин на зонд подается постоянный ток нагрева, с периодическим контролем его значения, а в промежутках времени 4 – 6 и 8 – 12 мин с момента начала испытаний регистрируются значения ЭДС термопары данного зонда не менее пяти раз;
- по результатам измерений ЭДС в промежутках времени 4 – 6 и 8 – 12 мин определяется приrost ЭДС термопары зонда как разница между средними арифметическими значениями измерений ЭДС в двух временных периодах;
- на основании значений силы тока нагрева, электрического сопротивления нагревателя, чувствительности термопары зонда и прироста ЭДС термопары зонда вычисляется теплопроводность материала образца теплоизоляции.

Относительная погрешность определения теплопроводности по первому методу при доверительной вероятности 0,9 составляет $\pm 7\%$.

При измерениях по второму методу [71] применяется измерительный комплекс (рисунок 2.1), включающий в свой состав:

- первичный преобразователь, предназначенный для преобразования импульса электрической энергии в тепловую и создания электрического сигнала, характеризующего изменение температуры поверхности материала изделия под воздействием теплового импульса;
- вторичного измерительного прибора для регистрации электрического сигнала (вольтметра чувствительностью не хуже $1 \cdot 10^{-6}$ В с цифроречитывающим автономным или встроенным устройством и таймером опроса датчика, задающим интервалы регистрации);
- импульсного источника тока с таймером теплового импульса, обеспечивающего нагрев пластины первичного преобразователя.



1 – образец теплоизоляционного покрытия; 2 – первичный преобразователь;
3 – вторичный измерительный прибор для регистрации электрического сигнала;
4 – импульсный источник тока с таймером теплового импульса; 5 – основание
Рисунок 2.1 – Схема измерительного комплекса для оценки теплопроводности материала в условиях воздействия кратковременного теплового импульса [71]

Испытания проводятся при установившемся тепловом равновесии между исследуемым материалом, телом первичного преобразователя и окружающей средой. При проведении измерений последовательно выполняются следующие операции:

- регистрируется установившийся сигнал, поступающий от первичного преобразователя;
- подается тепловой импульс;
- через равные промежутки времени, автоматически устанавливаемые вторичным измерительным прибором, регистрируются изменение сигнала, пропорционального избыточной температуре поверхности исследуемого изделия.

Порядок обработки экспериментальных данных следующий:

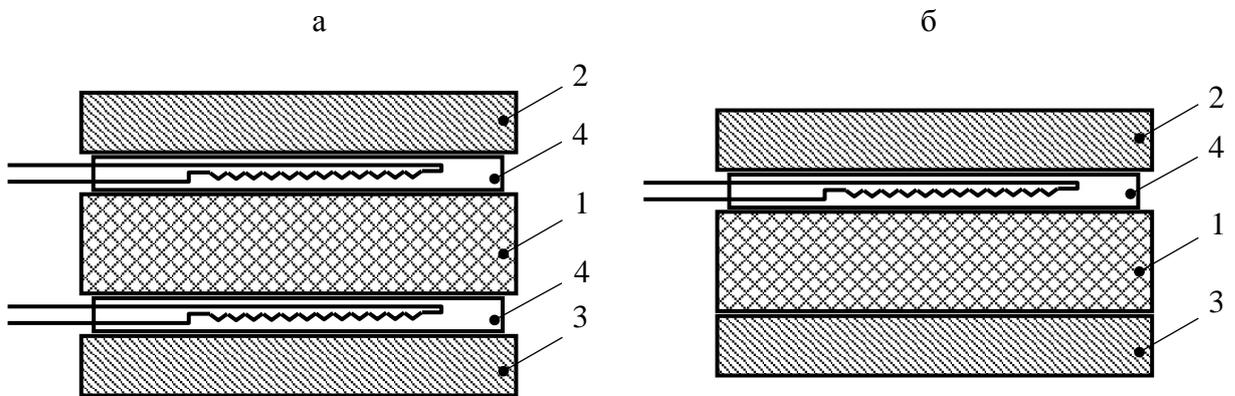
- элементам массива экспериментальных данных присваиваются порядковые номера ($n = 1, 2, \dots, i, k, l, m, n$) с момента подачи теплового импульса;

– выделяется рабочая область экспериментального массива (область $n_{\min} < n < n_{\max}$), определяемая при градуировке измерительного комплекса в зависимости от плотности исследуемого материала;

– на основании показаний регистрирующего устройства до и после подачи импульса в моменты времени k и m ($k > n_{\min}$; $m < n_{\max}$; $m = 2k$) и коэффициентов, определенных при градуировке, рассчитывается теплопроводность.

Относительная погрешность определения эффективной теплопроводности по второму методу не превышает $\pm 7\%$.

В третьем случае [72] исследование проводится с помощью прибора для измерения эффективной теплопроводности и термического сопротивления (рисунок 2.2).



1 – образец теплоизоляционного покрытия; 2 – нагреватель; 3 – холодильник; 4 – тепломер

Рисунок 2.2 – Схема испытательного стенда для оценки теплопроводности материала в условиях стационарного теплового потока [72]:

а – симметричная схема сборки; б – асимметричная схема сборки

Определение теплопроводности проводится на подготовленном образце, выполненном в виде прямоугольного параллелепипеда и высушенном до постоянной массы.

При проведении измерений последовательно выполняются следующие операции:

- подготовленный образец помещается в прибор;
- устанавливаются заданные значения температур рабочих поверхностей плит прибора, при этом разность температур (ΔT_u) лицевых граней образца должна составлять 10 – 30 К;
- последовательно через каждые 300 с проводятся измерения сигналов тепломера (e_u) и датчиков температур лицевых граней образца;
- измерения проводятся до установления стационарного теплового потока;
- после достижения стационарного теплового потока с помощью штангенциркуля измеряется толщина образца (d_u) исследуемого материала, помещенного в прибор.

Тепловой поток через испытываемый образец считается стационарным, если значения

термического сопротивления образца (R_u), вычисленные по результатам пяти последовательных измерений сигналов датчиков температур и плотности теплового потока, отличаются друг от друга менее чем на 1 %, при этом величины не возрастают и не убывают монотонно.

Термическое сопротивление образца (R_u , м² К/Вт) вычисляется по формуле

$$R_u = \frac{\Delta T_u}{q_u} - 2R_k, \quad (2.1)$$

где ΔT_u – разность температур лицевых граней образца, К;

q_u – плотность стационарного теплового потока, проходящего через образец, Вт/м²;

R_k – термическое сопротивление между лицевой гранью образца и рабочей поверхностью плиты прибора (для теплоизоляционных материалов принимают $R_k = 0$), м²·К/Вт.

Плотность стационарного теплового потока через образец (q_u , Вт/м²), испытываемый на приборе, собранном по асимметричной схеме, вычисляется по формуле

$$q_u = f_u \cdot e_u, \quad (2.2)$$

где f_u – значение градуировочного коэффициента тепломера прибора, соответствующего значению теплового потока, протекающего через испытываемый образец после установления стационарного режима, Вт/(мВ·м²);

e_u – выходной сигнал тепломера после установления стационарного теплового потока, мВ.

Плотность стационарного теплового потока через образец (q_u , Вт/м²), испытываемый на приборе, собранном по симметричной схеме, вычисляется по формуле

$$q_u = \frac{f_u' \cdot e_u' + f_u'' \cdot e_u''}{2}, \quad (2.3)$$

где f_u' , f_u'' – значения градуировочного коэффициента первого и второго тепломеров прибора, соответствующие значению теплового потока, протекающего через испытываемый образец после установления стационарного режима, Вт/(мВ·м²);

e_u' , e_u'' – выходной сигнал первого и второго тепломеров после установления стационарного теплового потока через испытываемый образец, мВ.

Эффективная теплопроводность (λ_3) испытываемого материала рассчитывается по выражению

$$\lambda_3 = \frac{d_u}{R_u}, \quad (2.4)$$

где d_u – толщина образца после достижения стационарного теплового потока, м.

Относительная погрешность определения эффективной теплопроводности по третьему методу не превышает ± 3 %.

Во всех рассмотренных лабораторных методах [70 – 72] определения теплопроводности материалов теплоизоляционных покрытий предполагается использование образцов,

находящихся в бездефектном или условно бездефектном (водонасыщенном) состоянии.

Целью планируемого эксперимента является оценка эффективности теплоизоляционного покрытия в зависимости от степени его дефектности. Под поставленную задачу из рассмотренных выше лабораторных методов может быть адаптирован только третий метод контроля, предполагающий проведение измерения в условиях стационарного теплового потока.

В планируемом эксперименте оценку эффективности плоского образца теплоизоляции предлагается выполнить через динамику оттаивания мерзлого грунта, а в качестве параметра степени его дефектности принять следующую величину:

$$\omega_{\text{по}} = \frac{S_{\text{деф}}}{S_{\text{исх.тепл}}} \cdot 100\%, \quad (2.5)$$

где $\omega_{\text{по}}$ – дефектность плоского образца теплоизоляции, %;

$S_{\text{деф}}$, $S_{\text{исх.тепл}}$ – площадь поперечного сечения локального дефекта и образца теплоизоляции в исходном состоянии соответственно.

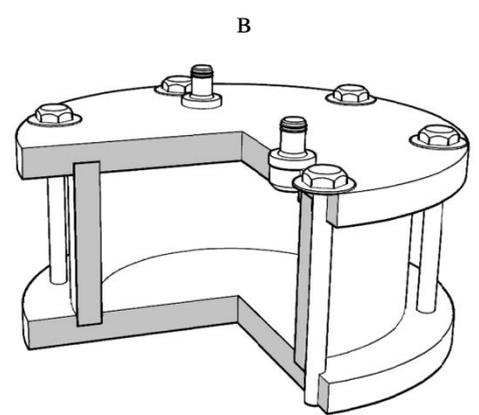
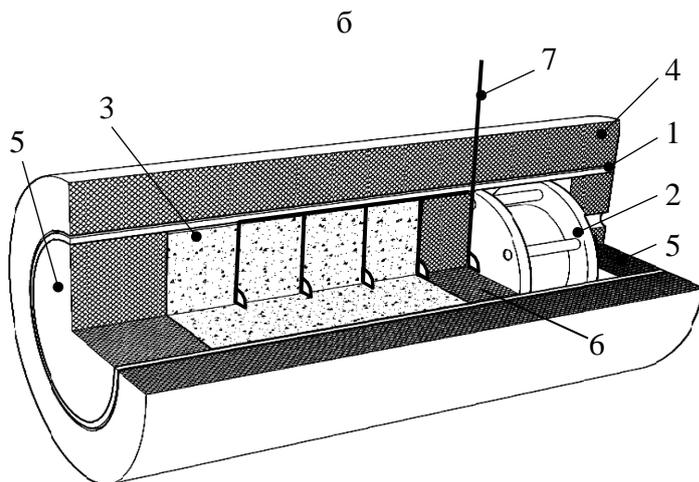
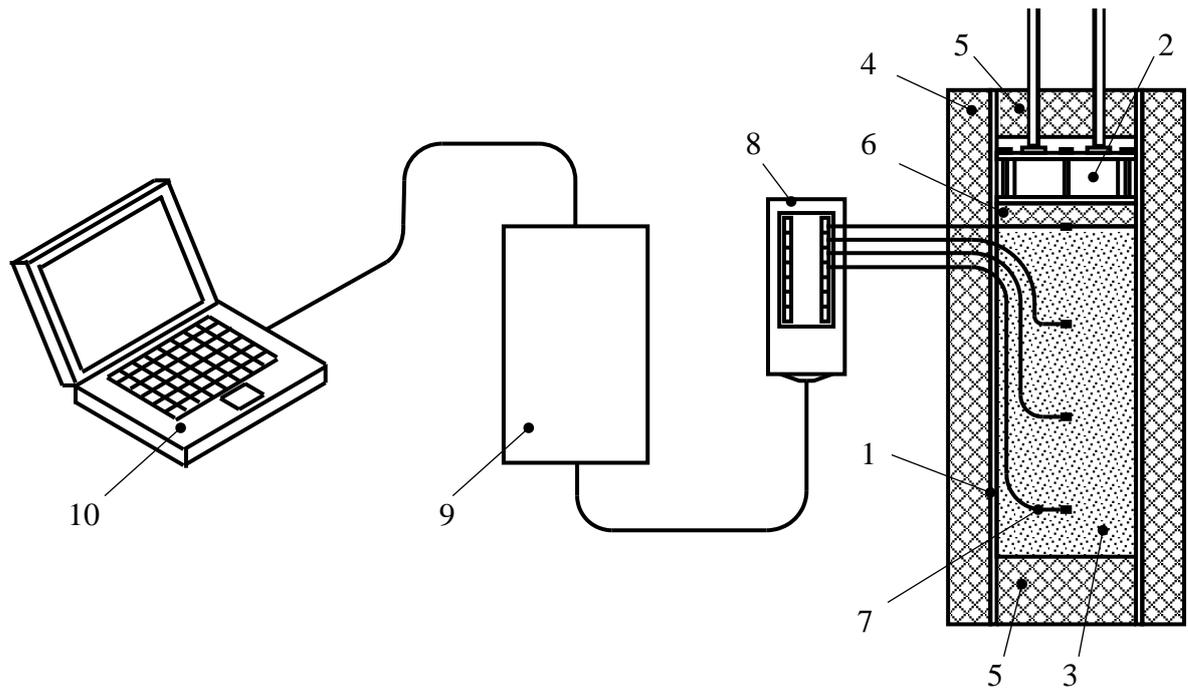
Таким образом, разрабатываемый экспериментальный стенд для оценки динамики оттаивания мерзлого грунта в системе «газопровод – теплоизоляция – мерзлый грунт» должен конструктивно соответствовать схеме прибора для измерения эффективной теплопроводности в условиях стационарного теплового потока, собранного по асимметричной схеме.

2.1.2 Разработка конструкции экспериментального стенда

Адаптация конструкции лабораторного стенда [72] под решаемую задачу оценки эффективности плоского образца теплоизоляционного покрытия из экструзионного пенополистирола в зависимости от степени его дефектности состоит в следующем:

- в качестве нагревателя выступает жидкостный теплообменник, через который циркулирует промежуточный теплоноситель с заданной температурой (имитация «теплого» газопровода);
- холодильником является мерзлый грунт;
- объектом исследования являются образцы теплоизоляционного покрытия с различной дефектностью;
- процесс распространения тепловых потоков от теплообменника в мерзлый грунт контролируется с помощью термоизмерительных датчиков, размещенных в грунте, на различных расстояниях от образца.

Для оценки эффективности исследуемого теплоизоляционного покрытия разработан экспериментальный стенд, представленный на рисунке 2.3.



- 1 – корпус (оболочка); 2 – теплообменник; 3 – грунт; 4 – теплоизоляция корпуса;
 5 – теплоизоляционные заглушки корпуса; 6 – плоский образец теплоизоляционного покрытия;
 7 – термоизмерительные датчики; 8 – коммутационный блок; 9 – многоканальный термометр;
 10 – персональный компьютер

Рисунок 2.3 – Схема экспериментального стенда для оценки динамики оттаивания мерзлого грунта при контакте с теплообменником через плоский образец теплоизоляции:
 а – общая схема; б – теплоизолированный контейнер с грунтом и жидкостным теплообменником;
 в – жидкостный теплообменник

Конструкция стенда состоит из следующих элементов:

- цилиндрический неметаллический тонкостенный корпус (труба ПВХ длиной 600 мм, внешним диаметром 158 мм и толщиной стенки 4,0 мм), наполненный грунтом;
- термометр цифровой многоканальный (с возможностью непрерывной регистрации

данных) с комплектом термоизмерительных датчиков, размещаемых в грунте строго по оси цилиндрического корпуса;

- стальной теплообменник, выполненный в виде толстостенного цилиндра (диаметром 150 мм, нижнее основание которого имитирует часть внешней поверхности стенки трубы МГ);
- криостат лабораторный, для непрерывной циркуляции промежуточного теплоносителя с заданной температурой через внутренний объем теплообменника;
- внешнее теплоизоляционное покрытие корпуса, для ограничения теплообмена через боковую и торцевые поверхности корпуса (покрытие из экструзионного пенополистирола и вспененного полиэтилена с теплоотражающим слоем);
- криокамера, для охлаждения грунта до заданной температуры;
- плоские образцы теплоизоляционного покрытия из экструзионного пенополистирола (теплоизоляционное покрытие, примененное при сооружении МГ Бованенково – Ухта), выполненные в виде дисков диаметром 150 мм и толщиной 15 мм, размещаемые между основанием теплообменника и грунтом.

2.1.3 Оборудование экспериментального стенда

Для моделирования теплового воздействия газопровода на грунт используется:

- теплообменник жидкостный (рисунок 2.3, в);
- криостат лабораторный LOIP FT 316-40;
- промежуточный жидкий теплоноситель – тосол.

Теплообменник жидкостный состоит из следующих основных элементов:

- верхнего и нижнего стальных оснований, выполненных в виде дисков диаметром 150 мм и толщиной 10 мм и закрепляющихся между собой с помощью стандартных шести болтов М6;
- цилиндра высотой 60 мм, диаметром 110 мм, с толщиной стенки 10 мм.

Для установки штуцеров, предназначенных для присоединения шлангов системы охлаждения, на одном основании выполнено два резьбовых отверстия М14, расположенных симметрично относительно оси на расстоянии 30 мм друг от друга. На внутренних плоскостях каждого основания выполнены кольцевые пазы, шириной 11 мм и глубиной 5 мм.

Стальной цилиндр устанавливается между основаниями (торцевые участки цилиндра помещаются в кольцевые пазы оснований), образуя боковую стенку теплообменника. Внешняя плоскость нижнего основания представляет собой поверхность теплообмена, контактирующую с грунтом напрямую или через слой теплоизоляционного покрытия.

Система охлаждения представляет собой лабораторный криотермостат, состоящий из

устройства охлаждения и блока терморегулирования. Устройство охлаждения включает:

- основание;
- холодильный агрегат;
- резервуар с промежуточным теплоносителем.

Блок терморегулирования состоит из следующих основных элементов:

- корпуса;
- электронной системы регулирования;
- нагревательного элемента;
- циркуляционного насоса;
- датчиков температуры и уровня промежуточного теплоносителя в устройстве.

Эксплуатационные характеристики криотермостата следующие:

- диапазон рабочих температур – минус 40 – 100 °С;
- объем промежуточного теплоносителя – 16 л;
- максимальная производительность циркуляционного насоса – 16 л/мин [73].

При проведении исследований теплоизолированные шланги подключаются к входному и выходному штуцерам циркуляционного насоса криотермостата и жидкостного теплообменника.

Для определения температуры грунта, заполняющего корпус измерительного стенда, используется измеритель температуры и теплопроводности многоканальный ИТ-2, который предназначен для измерения напряжения (мВ), плотности теплового потока (Вт/м^2) или температуры (°С) максимально по 16 каналам при помощи подключаемых к прибору датчиков плотности теплового потока и температуры (термопар) с передачей данных на компьютер.

Измеритель температуры ИТ-2 состоит:

- из блока сбора и передачи данных ИТ-2;
- коммутационного блока (устройства компенсации) УК-4;
- персонального компьютера, которым осуществляется управление прибором;
- термоизмерительных датчиков (хромель-копелевых терморезисторов).

Соединение термометра с компьютером осуществляется по интерфейсу RS-232.

В комплект поставки прибора входит программа управления, сбора и обработки данных, с помощью которой выполняется:

- настройка параметров коммутации измерительного оборудования и компьютера;
- настройка параметров измерения (количество задействованных каналов, частота опроса термоизмерительных датчиков);
- управление прибором (запуск и остановка измерения, параметры вывода результатов измерения) [74].

2.1.4 Планирование эксперимента

Нагрев грунта в пределах локального объема в условиях разработанного стенда обусловлен двумя одновременно протекающими процессами теплового взаимодействия:

- мерзлого грунта и окружающей среды (воздуха лаборатории) через внешний теплоизоляционный слой и теплоизоляционные заглушки корпуса – естественный теплообмен;
- мерзлого грунта и внешней поверхности теплообменника через исследуемый плоский образец теплоизоляционного покрытия – изучаемый теплообмен.

То есть на исследуемую систему (мерзлый грунт) во время эксперимента воздействуют два независимых фактора.

Первый фактор в виде воздействия окружающей среды можно перевести в категорию неизменяемых, путем поддержания в лаборатории постоянной температуры воздуха за счет работы системы кондиционирования (принято решение поддерживать температуру в течение всего эксперимента на уровне 20 °С).

Второй фактор (воздействие теплообменника через исследуемый плоский образец теплоизоляционного покрытия) является изменяемым фактором, регулируемым двумя параметрами: температурой промежуточного теплоносителя теплообменника и типом контакта поверхности теплообменника с мерзлым грунтом. Так как в рамках данного эксперимента нас интересует определение уровня снижения теплофизических характеристик теплоизоляции в зависимости от ее дефектности, то первый параметр можно перевести в категорию неизменяемых, путем поддержания температуры промежуточного теплоносителя на заданном постоянном уровне. При проведении эксперимента температуру промежуточного теплоносителя устанавливаем на уровне 7 °С. В результате, планируемый эксперимент сводится к однофакторному.

Необходимое количество уровней варьирования (s) фактора дефектности теплоизоляционного покрытия определяется по формуле [75]:

$$s = q + 1, \quad (2.6)$$

где q – порядок математической модели.

Предположим, что зависимость уровня снижения теплофизических характеристик теплоизоляции от ее дефектности носит не линейный характер, а полиномиальный, предварительно порядок математической модели принимаем $q = 2$.

Тогда необходимое количество уровней варьирования (s) фактора дефектности образца теплоизоляционного покрытия равняется $s = 3$.

Число вариаций экспериментов (N) полного факторного анализа [75]:

$$N = s^k, \quad (2.7)$$

где k – число варьируемых факторов.

Число экспериментов полного факторного анализа равно:

$$N = 3^1 = 3.$$

Дополнительно, для определения степени воздействия постоянного фактора теплообмена между исследуемой системой «мерзлый грунт – дефектная теплоизоляция – теплообменник» и окружающей средой (воздуха лаборатории) через внешний теплоизоляционный слой оболочки, должен быть проведен эксперимент естественного растепления без воздействия теплоносителя теплообменника.

Таким образом, итоговое число вариаций экспериментов составляет: $N = 4$.

Уровни варьирования факторов и матрица планирования эксперимента представлены в таблицах 2.1 и 2.2.

Таблица 2.1 – Уровни варьирования факторов

Наименование и обозначение фактора	Уровни варьирования		
	1	0	-1
Температура воздуха лаборатории (X_0), °C	20	–	–
Теплообменник с постоянной температурой промежуточного теплоносителя 7 °C (X_1)	включен	–	выключен
Диаметр локального дефекта на круглом плоском образце теплоизоляции диаметром 150 мм (X_2), мм	150	106	0

Таблица 2.2 – Матрица планирования эксперимента для оценки динамики температуры в системе «мерзлый грунт – дефектная теплоизоляция – теплообменник»

Номер эксперимента	Наименование эксперимента	Уровень варьирования фактора		
		X_0	X_1	X_2
1	Естественный теплообмен	1	-1	-1
2	Контакт теплообменника с грунтом через образец бездефектной теплоизоляции	1	1	-1
3	Контакт теплообменника с грунтом через образец теплоизоляции с дефектностью 50 %	1	1	0
4	Прямой контакт теплообменника с грунтом	1	1	1

Количество повторений (m) каждого эксперимента выбирается таким образом, чтобы обеспечить задаваемую доверительную вероятность проводимых испытаний $\alpha = 95$ %. Для этого следует воспользоваться производной формулой из формулы Корнфельда [76]:

$$m = \log_{0,5}(1 - \alpha), \quad (2.8)$$

$$m = \log_{0,5}(1 - 0,95) = \log_{0,5}(0,05) = 4,322.$$

Количество требуемых повторений округляется до ближайшего большего целого числа. Таким образом, количество повторений каждого эксперимента, позволяющее обеспечить задаваемую доверительную вероятность проводимых испытаний $\alpha = 95 \%$, составляет $m = 5$.

2.1.5 Порядок проведения эксперимента

Эксперимент проводится в три основных этапа:

- подготовительный (сборка основных элементов экспериментального стенда);
- основной (проведение измерений согласно разработанной методике эксперимента);
- заключительный (обработка и анализ результатов измерений).

I. Подготовительный этап. Выполняется один раз перед проведением четырех вариаций эксперимента и проводится в следующей последовательности:

I.1. Сборка грунтовой модели.

В цилиндрическую оболочку устанавливается донная заглушка, выполненная из экструзионного пенополистирола. Толщина заглушки – 100 мм, диаметр 154 мм. Диаметр заглушки превышает внутренний диаметр корпуса стенда на 4 мм. При установке в корпус заглушка упруго деформируется и, соответственно, плотно прилегает к внутренней поверхности стенки корпуса.

Вертикально установленная оболочка наполняется модельным грунтом, одновременно с этим выполняется установка термоизмерительных датчиков. Грунт, заполняющий оболочку, уплотняется послойно. В качестве модельной среды выступает влагонасыщенный мелкозернистый песок. Высота каждого уплотненного слоя грунта соответствует назначенному расстоянию между термоизмерительными датчиками. На поверхность уплотненного слоя грунта укладывается термоизмерительный датчик, который далее засыпается грунтом следующего слоя. Для определения высоты уплотненного слоя грунта на внутреннюю поверхность оболочки наносится контрольная шкала. Всего в грунтозаполненную оболочку устанавливается семь термодатчиков на следующих контрольных отметках от верха донной заглушки: 50; 100; 150; 200; 250; 300; 350 мм. Соответственно термодатчики от нижней поверхности теплообменника будут располагаться на расстояниях: 15 (на поверхности грунта); 65; 115; 165; 215; 265; 315 мм.

I.2. Подключение и настройка термоизмерительной системы.

Термоизмерительные датчики подключаются к коммутационным разъемам многоканального термометра. Многоканальный термометр подключается к компьютеру, проводится проверочный опрос системы термоизмерительных датчиков, выполняется настройка периодичности проведения опросов (задаем периодичность опросов – 120 с).

I.3. Проверка работы системы нагрева и циркуляции промежуточного теплоносителя.

Теплообменник подключается к выводам циркуляционного насоса криотермостата с помощью теплоизолированных шлангов, проводится проверка герметичности системы и правильности настройки параметров ее работы.

I.4 Изготавливаются два плоских образца теплоизоляции диаметром 150 мм и толщиной 15 мм, один из которых бездефектный, а второй имеет дефектность 50 %, выраженную центрированным дефектом диаметром 106 мм.

I.5. Выполняется настройка системы кондиционирования (температура воздуха в лаборатории поддерживается на уровне 20 °С в период выполнения всех экспериментов).

На этом подготовительный этап считается завершенным.

II. Основной этап. Делится на четыре части по количеству вариаций эксперимента.

II.1. Эксперимент № 1 «Естественный теплообмен» выполняется в следующей последовательности:

II.1.1. Сборка (комплектация) исследуемой системы

На поверхность верхнего слоя грунтовой модели устанавливается бездефектный образец теплоизоляции и теплообменник в режиме выключенного криотермостата.

Над теплообменником устанавливается верхняя теплоизолирующая заглушка, выполненная из экструзионного пенополистирола и представляющая собой цилиндр высотой 100 мм и диаметром 154 мм с двумя отверстиями для проводки шлангов системы принудительного нагрева.

II.1.2. Предварительное охлаждение исследуемой системы

Собранная исследуемая система помещается в криокамеру. Охлаждение проводится до стабилизации температуры грунта на уровне минус 12 °С в пределах всего объема.

II.1.3. Установка теплоизоляции внешней боковой поверхности грунтовой оболочки

Охлажденная исследуемая система извлекается из криокамеры, на боковой поверхности цилиндрической оболочки монтируется двухслойная теплоизоляция: внутренний слой толщиной 60 мм экструзионного пенополистирола и наружный слой толщиной 40 мм из вспененного полиэтилена с фольгированным слоем. Поверхность теплоизолирующего слоя оболочки перекрывается теплоотражающим фольгированным экраном.

II.1.4. Охлаждение теплоизолированной модели

Теплоизолированная грунтовая оболочка помещается в криокамеру на 3 ч с целью охлаждения теплоизолирующего слоя и стабилизации начальной температуры по всей модели.

II.1.5. Контроль динамики естественного растепления мерзлого грунта

В течение 30000 с фиксируются данные с установленных термодатчиков с периодичностью 120 с. Формируется исходный массив данных по динамике естественного

растепления мерзлого объема грунта вследствие его теплового взаимодействия с окружающей средой через наружный теплоизоляционный слой и теплоизоляционные заглушки оболочки. После окончания эксперимента с исследуемой системы производят снятие теплоизоляции внешней боковой поверхности грунтовой оболочки.

II.1.6. Повторное воспроизведение эксперимента

Согласно составленному плану (пункт 2.1.4) каждый эксперимент должен содержать пять повторов, выполняемых в соответствии с пунктами II.1.2 – II.1.4.

II.1.7. Формирование итогового массива данных эксперимента № 1

По результатам периодических измерений температуры пяти повторений эксперимента № 1 формируют массив данных естественного теплообмена изучаемой системы и окружающей среды.

II.2. Эксперименты № 2 – 4 «Контакт теплообменника с грунтом через бездефектную теплоизоляцию», «Контакт теплообменника с грунтом через теплоизоляцию с дефектностью 50 %», «Прямой контакт теплообменника с грунтом» выполняются в следующей последовательности:

II.2.1. Подготовка основных элементов исследуемой системы

После выполнения пятого повторения эксперимента № 1 из исследуемой системы достается верхняя теплоизолирующая заглушка, теплообменник и бездефектный образец теплоизоляции.

На поверхность верхнего слоя грунтовой модели устанавливается:

- бездефектный образец исследуемой теплоизоляции, сверху теплообменник с температурой циркулирующего теплоносителя 7 °С (эксперимент № 2);
- образец исследуемой теплоизоляции с нанесенным сквозным дефектом диаметром 106 мм, сверху теплообменник с температурой циркулирующего теплоносителя 7 °С (эксперимент № 3);
- теплообменник с температурой циркулирующего теплоносителя 7 °С (эксперимент № 4).

Зона дефекта заполняется грунтом.

Грунтозаполненная оболочка с установленными термодатчиками и исследуемым образцом теплоизоляции помещается в криокамеру, где проводится ее охлаждение до стабилизации температуры грунта на уровне минус 12 °С в пределах всего объема. После стабилизации температуры модель достается, производится установка теплоизоляции на внешней боковой поверхности грунтовой оболочки, теплоизолированная грунтовая оболочка кладется в криокамеру на 3 ч с целью охлаждения теплоизолирующего слоя и стабилизации начальной температуры по всей модели.

Криотермостат выводится в рабочий режим и выжидается время, пока температура промежуточного теплоносителя теплообменника не стабилизируется на уровне 7 °С.

II.2.2. Сбор исследуемой системы

Из криокамеры извлекается теплоизолированная грунтозаполненная оболочка.

На поверхность исследуемого образца теплоизоляции устанавливается выведенный на рабочий режим теплообменник.

Над теплообменником устанавливается верхняя теплоизолирующая заглушка оболочки.

II.2.3. Контроль динамики растепления мерзлого грунта

В течение 30000 с фиксируются данные с установленных термодатчиков с периодичностью 120 с. Формируется исходный массив данных по динамике нагрева мерзлого грунта вследствие его одновременного теплового взаимодействия с окружающей средой и работающим теплообменником. После окончания эксперимента с исследуемой системы производят снятие внешней теплоизоляции боковой поверхности и верхней теплоизолирующей заглушки грунтовой оболочки, а также извлекают теплообменник и образец теплоизоляции.

II.2.4. Повторное воспроизведение эксперимента

Эксперименты № 2 – 4 воспроизводятся по пять раз в соответствии с пунктами II.2.1 – II.2.4.

II.2.5. Формирование итогового массива данных экспериментов № 2 – 4

По результатам периодических измерений температуры пяти повторений экспериментов № 2 – 4 формируют массивы экспериментальных данных.

III. Обработка экспериментальных данных.

III.1. Формирование усредненных массивов экспериментов № 1 – 4.

По результатам проведения каждого эксперимента формируется отдельный итоговый массив данных, содержащий данные пяти повторений периодических измерений температуры в течение 30000 с, полученных с использованием семи термодатчиков. Из массивов пяти повторений должен быть сформирован усредненный массив, см. таблицу 2.3.

Таблица 2.3 – Формирование усредненного массива по термодатчику № М для эксперимента № N

Номер опроса (время эксперимента, с)	Температура по термодатчику № М, °С					Среднее для эксперимента
	Номер повторения					
	1	2	3	4	5	
1 (0)	$t_{N.M.1.1}$	$t_{N.M.2.1}$	$t_{N.M.3.1}$	$t_{N.M.4.1}$	$t_{N.M.5.1}$	$\frac{\sum_{i=1}^5 t_{N.M.i.1}}{5}$
2 (120)	$t_{N.M.1.2}$	$t_{N.M.2.2}$	$t_{N.M.3.2}$	$t_{N.M.4.2}$	$t_{N.M.5.2}$	$\frac{\sum_{i=1}^5 t_{N.M.i.2}}{5}$
3 (240)	$t_{N.M.1.3}$	$t_{N.M.2.3}$	$t_{N.M.3.3}$	$t_{N.M.4.3}$	$t_{N.M.5.3}$	$\frac{\sum_{i=1}^5 t_{N.M.i.3}}{5}$
...
250 (30 000)	$t_{N.M.1.250}$	$t_{N.M.2.250}$	$t_{N.M.3.250}$	$t_{N.M.4.250}$	$t_{N.M.5.250}$	$\frac{\sum_{i=1}^5 t_{N.M.i.250}}{5}$

Сформированные усредненные массивы для каждого эксперимента отображают среднюю динамику температур в течение времени по каждому установленному датчику в отдельности.

Анализируя эти данные, можно определить функциональную зависимость, характеризующую динамику изменения температуры в контрольных точках от времени естественного и изучаемого теплообменов.

2.1.6 Результаты эксперимента

В экспериментальной части исследования было выполнено 20 циклов (четыре вариации по пять воспроизведений) заморозки и оттаивания грунтозаполненной оболочки при различных условиях теплового взаимодействия мерзлого грунта с теплообменником. Внешний вид экспериментального стенда представлен на рисунке 2.4.



Рисунок 2.4 – Внешний вид экспериментального стенда

Результатом проведенных исследований являются 20 массивов первичных данных, каждый из которых содержит 250 значений температуры, измеренной в семи точках контроля. Первичные массивы каждой вариации эксперимента были проверены на сходимость полученных результатов, фактические отклонения соответствующих значений воспроизведений не превышали 1,5 %. По первичным данным сформированы четыре усредненных массива (см. таблицу 2.3). Результаты измерения температуры грунта при различных вариантах проведения экспериментальных исследований представлены на рисунках 2.5 – 2.8.

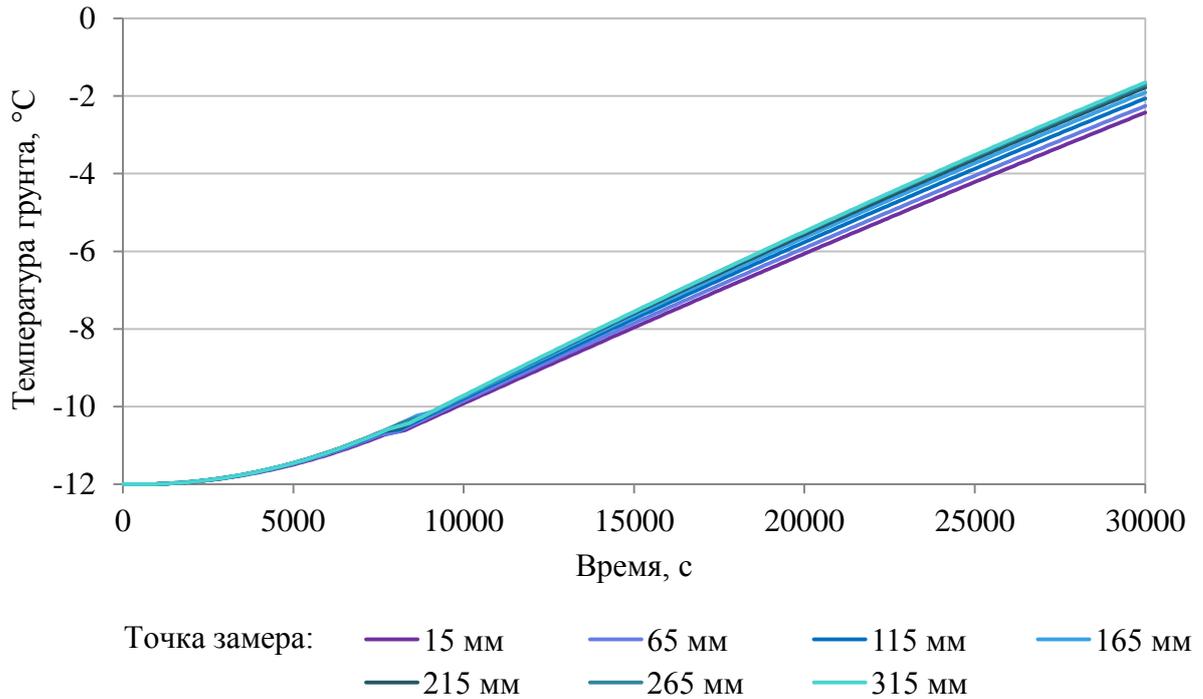


Рисунок 2.5 – Динамика температуры грунта в контрольных точках, расположенных на расстояниях 15; 65; 115; 165; 215; 265; 315 мм от нижней поверхности теплообменника, при эксперименте № 1 «Естественный теплообмен»

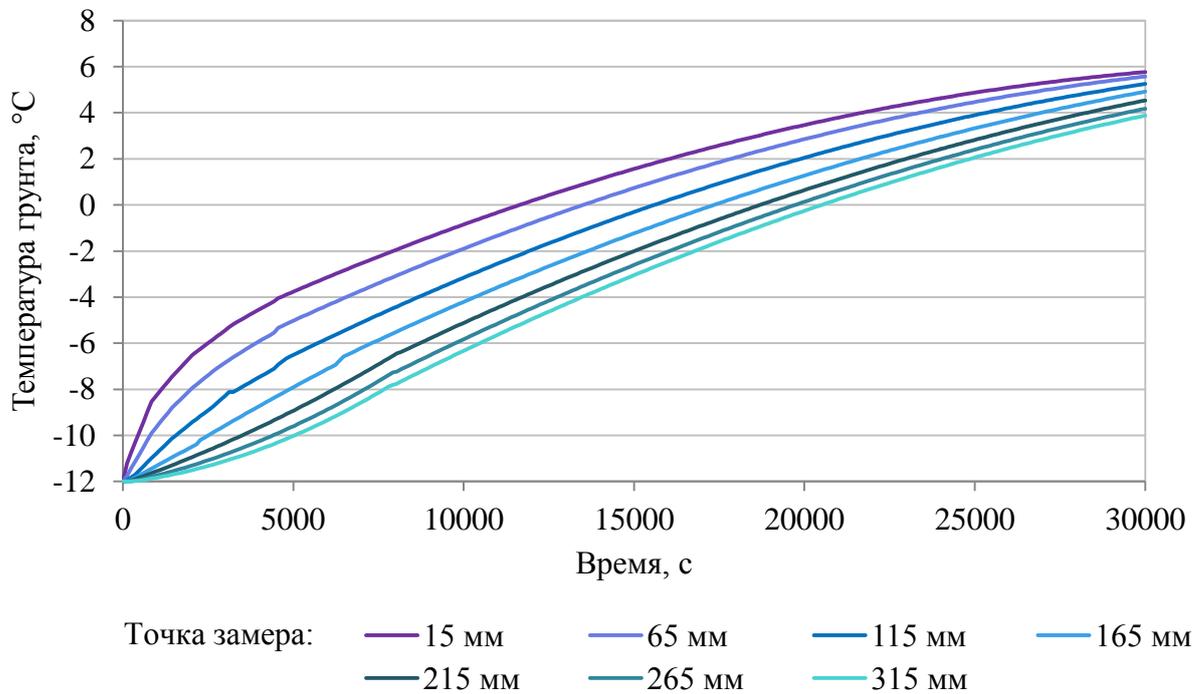


Рисунок 2.6 – Динамика температуры грунта в контрольных точках, расположенных на расстояниях 15; 65; 115; 165; 215; 265; 315 мм от нижней поверхности теплообменника, при эксперименте № 2 «Контакт теплообменника с грунтом через бездефектный образец теплоизоляции»

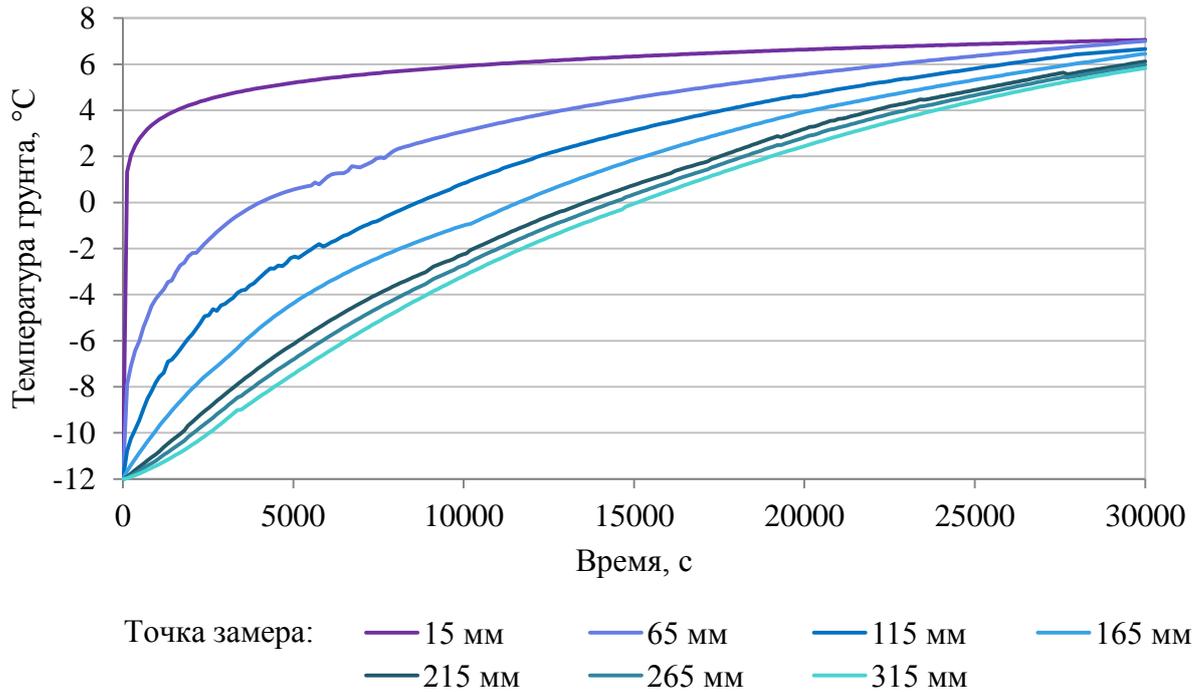


Рисунок 2.7 – Динамика температуры грунта в контрольных точках, расположенных на расстояниях 15; 65; 115; 165; 215; 265; 315 мм от нижней поверхности теплообменника, при эксперименте № 3 «Контакт теплообменника с грунтом через образец теплоизоляции с дефектностью 50 %»

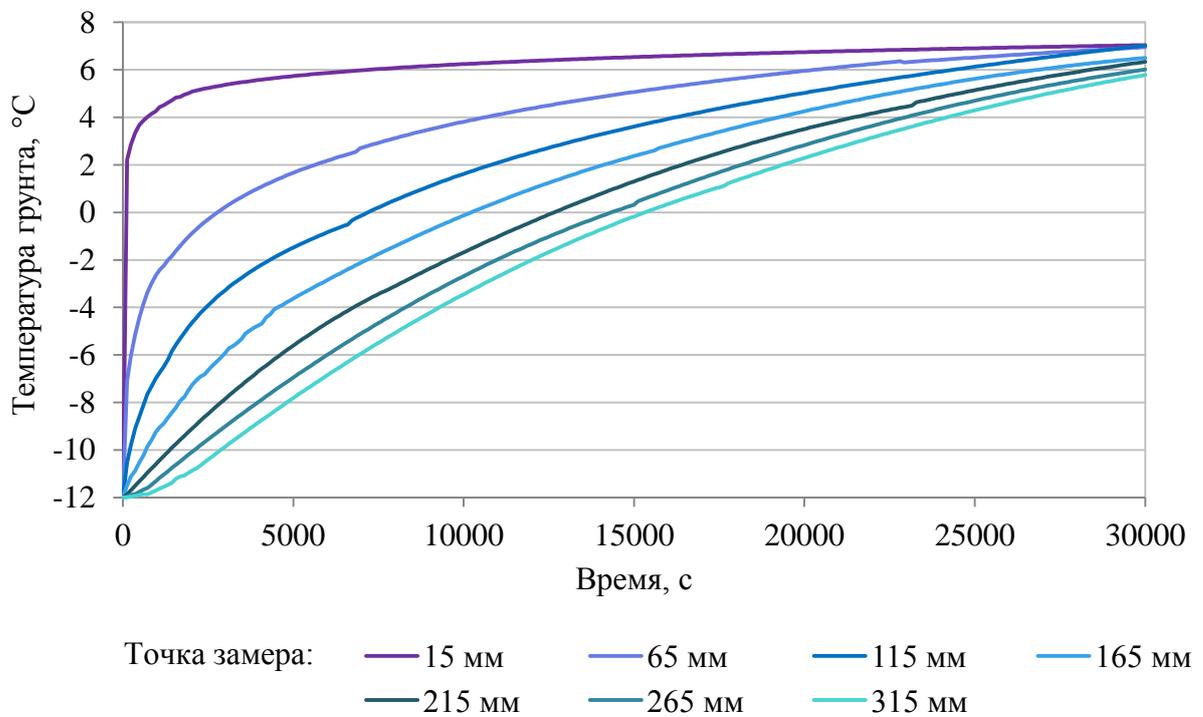


Рисунок 2.8 – Динамика температуры грунта в контрольных точках, расположенных на расстояниях 15; 65; 115; 165; 215; 265; 315 мм от нижней поверхности теплообменника, при эксперименте № 4 «Прямой контакт теплообменника с грунтом»

Из рисунка 2.5 видно, что при естественном теплообмене (эксперимент № 1) для модели характерно достаточно равномерное увеличение температуры по всем точкам контроля. При этом на момент окончания эксперимента весь массив грунта находился в мерзлом состоянии, а максимальная температура составила минус 1,65 °С в точке контроля наиболее удаленной от теплообменника.

При экспериментах № 2 – 4 максимально грунт прогревается в точке минимального удаления от теплообменника.

В случае контакта теплообменника с грунтом через бездефектный образец теплоизоляции, на момент окончания эксперимента грунт в точке контроля, удаленной от теплообменника на расстояние 15 мм, прогревается до температуры 5,77 °С.

При дефектности образца теплоизоляции 50 % грунт к окончанию эксперимента достигает значения температуры 7 °С на двух ближайших к теплообменнику точках контроля, а в случае прямого контакта – в трех ближайших к теплообменнику точках контроля.

На диаграммах, полученных при проведении экспериментов № 3 и 4 (см. рисунки 2.7 и 2.8), в точках контроля, расположенных на расстояниях 15 и 65 мм от теплообменника, в первые две минуты происходит скачкообразное увеличение температуры грунта, поэтому принимается решение об исключении данных двух точек контроля из дальнейшей обработки результатов.

От фактических динамик температуры грунта в контрольных точках следует перейти к величине скорости нагрева.

Скорость нагрева является величиной непостоянной и зависит от градиента температуры и протекающих переходных процессов внутри системы, соответственно на начальных этапах приложения тепловой нагрузки ее величина является максимальной. Чтобы определить среднюю скорость нагрева грунта для всех вариаций эксперимента, необходимо задаться контрольной величиной, и установить, через какой промежуток времени от начала эксперимента температура грунта в точке контроля достигнет ее значения.

Чтобы не входить в зону переходных процессов, принимаемая температура должна иметь значение ниже температуры начала оттаивания. Контрольную температуру предлагается принять равной минус 4 °С. Время достижения заданной температуры по точкам контроля для различных вариаций представлено в таблице 2.4.

Средняя скорость нагрева грунта в i -ой точке при j -ом эксперименте (V_{ij} , °С/ч) определяется по формуле

$$V_{ij} = \frac{(t_k - t_H) \cdot 3600}{\tau_k}, \quad (2.9)$$

где t_k, t_H – контрольная и начальная температуры грунта, °С;

τ_k – время нагрева грунта до контрольной температуры, с.

Таблица 2.4 – Время нагрева грунта в точках контроля до температуры минус 4 °С при различных вариациях эксперимента

Расстояние от контрольной точки до теплообменника, мм	Время нагрева грунта в точке контроля до температуры минус 4 °С при вариации эксперимента, τ_k , с			
	№ 1	№ 2	№ 3	№ 4
115	24659	8671	3315	2441
165	24282	10325	5402	4543
215	24016	11713	7451	6767
265	23837	12747	8796	8410
315	23838	13474	10205	9292

Результаты расчета средней скорости нагрева грунта в точках контроля при различных вариациях эксперимента представлены в таблице 2.5.

Таблица 2.5 – Средняя скорость нагрева грунта в точках контроля при различных вариациях эксперимента

Расстояние от контрольной точки до теплообменника, мм	Средняя скорость нагрева грунта в точке контроля при вариации эксперимента, V_{ij} , °С/ч			
	№ 1	№ 2	№ 3	№ 4
115	1,168	3,321	8,688	11,798
165	1,186	2,789	5,331	6,339
215	1,199	2,459	3,865	4,256
265	1,208	2,259	3,274	3,424
315	1,208	2,137	2,822	3,099

Если при проведении эксперимента № 1 нагрев грунта в пределах локального объема обуславливается только естественным теплообменом мерзлого грунта и окружающей среды через внешний теплоизоляционный слой оболочки, то в случаях проведения экспериментов № 2 – 4 на нагрев грунта оказывают влияние два одновременно протекающих процесса:

- естественный теплообмен;
- исследуемый теплообмен промежуточного теплоносителя, циркулирующего через внутренний объем теплообменника, и мерзлого грунта через образец теплоизоляции.

Средняя скорость нагрева грунта в i -ой точке при j -ом эксперименте, обусловленная исследуемым теплообменом ($V_{i,j}$, °С/ч) определяется по выражению

$$V_{и.ij} = V_{ij} - V_{i1}, \quad (2.10)$$

где V_{i1} – средняя скорость нагрева грунта в i -ой точке при эксперименте № 1, обусловленная естественным теплообменом модели и окружающей среды, °С/ч.

По выражению (2.10) рассчитываются идеализированные значения средней скорости нагрева грунта в i -ой точке при j -ом эксперименте. Для экспериментов № 2 – 4 вместо номера эксперимента задаются соответствующие степени дефектности исследуемых образцов теплоизоляции (0, 50 и 100 %). В результате устанавливается динамика скорости нагрева мерзлого грунта, обусловленного исследуемым теплообменом, в i -ой точке контроля в зависимости от степени дефектности образца теплоизоляции. Результаты представлены на рисунке 2.9.

Очевидно, что представленные на рисунке 2.9 динамики скорости нагрева грунта в зависимости от степени дефектности образца теплоизоляции во всех точках контроля носят нелинейный характер. Для уточнения искомой зависимости необходимо установить дополнительные промежуточные значения.

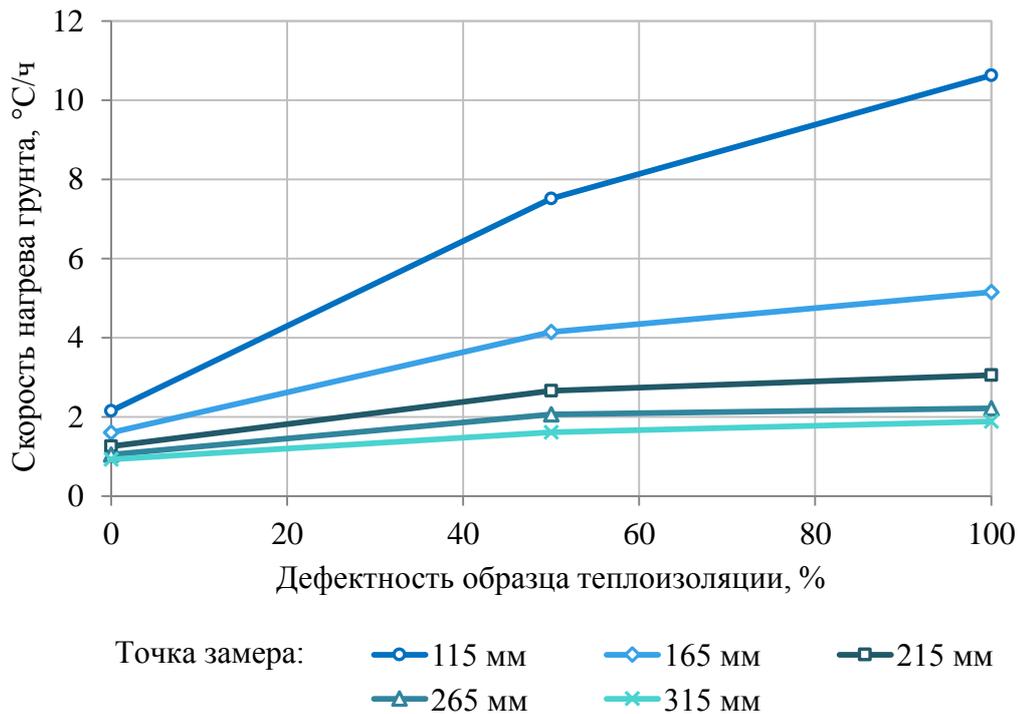


Рисунок 2.9 – Динамика скорости нагрева грунта, обусловленного исследуемым теплообменом, в зависимости от степени дефектности плоского образца теплоизоляции

Для определения промежуточных значений и детализации искомой зависимости рационально реализовать расчетное воспроизведение эксперимента.

2.2 Расчетное воспроизведение эксперимента

2.2.1 Методологическая основа расчетного моделирования

Задача моделирования теплового взаимодействия в системе «мерзлый грунт – дефектная теплоизоляция – теплообменник» сводится к сложному нестационарному тепловому анализу, используемому для получения распределения температуры в системе как функции времени и определения тепловых потоков при передаче и аккумулировании тепла [77]. Решение подобных задач аналитическим способом без применения большого числа допущений невозможно, поэтому для достижения необходимой достоверности моделирования применяют численные методы. Наиболее оптимальным численным методом для решения задач теплопроводности в неоднородных системах является метод конечных элементов, позволяющий решать различные краевые задачи в областях любой геометрии [78, 79].

Методики, заложенные в современных расчетных комплексах и позволяющие моделировать нестационарные теплообменные процессы в сложных многообъектных системах с помощью метода конечных элементов, представлены в источниках [80 – 83].

Для проведения расчетных исследований нестационарных тепловых процессов наиболее часто применяют одну из самых универсальных многоцелевых систем конечно-элементного анализа – программное средство ANSYS Multiphysics [79]. Поэтому расчетное воспроизведение эксперимента будет реализовано в среде данного программного комплекса.

В общем случае компьютерное моделирование процессов теплообмена состоит из следующих этапов:

- предпроцессорный (подготовительный этап);
- приложение нагрузок и получение решения (основной этап);
- постпроцессорный (этап обработки результатов).

На предпроцессорном этапе производится изучение теоретических основ и сбор информации о моделируемом объекте, изучается взаимодействие системы «инженерное сооружение – грунтовый массив», устанавливаются переходные состояния грунта [84], выбирается тип расчета, строится (импортируется) геометрическая модель объекта, проводится конечно-элементное разбиение модели (расчетная сетка), задаются свойства материалов, к модели прикладываются нагрузки (в том числе граничные условия), задаются исходные данные [85]. Данный этап является наиболее ответственным, так как от точности задаваемых параметров системы и выбора типа расчета зависит точность результатов программного моделирования.

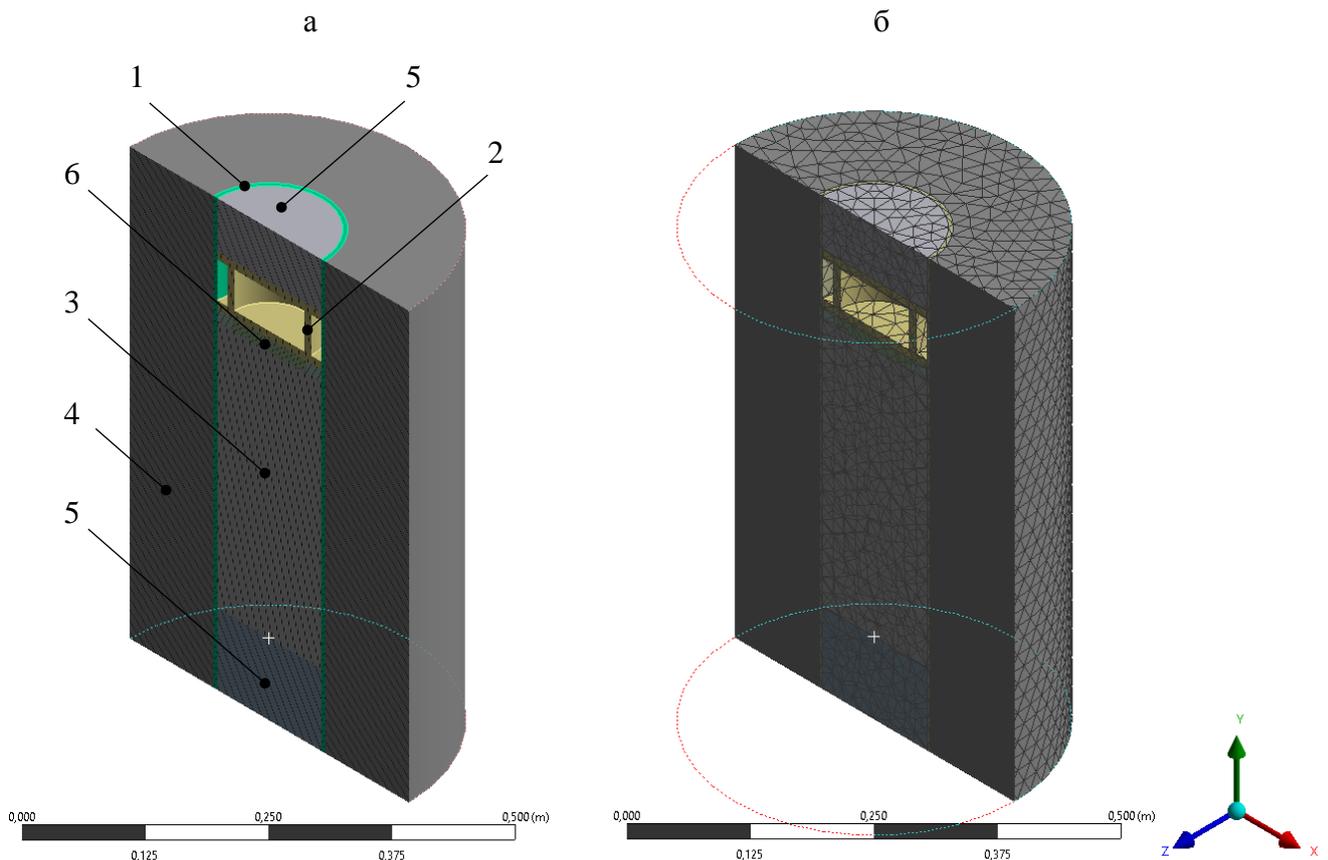
Выполняемое в рамках работы моделирование представляет собой решение нестационарной задачи теплообмена с учетом изменения агрегатного состояния среды (грунта),

поэтому в качестве типа расчета выбирается полный метод Ньютона-Рафсона с прямым решением системы уравнений с разреженной матрицей [86].

После задания всех исходных данных и генерирования расчетной модели следует переходить к основному этапу, предусматривающему запуск программы на счет и последующую запись результатов моделирования (рассчитанных значений температур и тепловых потоков). Отображение и анализ результатов решения задачи выполняются общим постпроцессором, который отображает результаты одного шага решения, и постпроцессором истории, позволяющим просматривать изменение результатов во времени [79].

2.2.2 Построение расчетной модели, определение граничных условий, алгоритм расчетного моделирования

Расчетное моделирование является воспроизведением проведенного эксперимента, поэтому в цифровой модели приняты фактические геометрические, физические и теплофизические характеристики стенда. Цифровая модель представлена на рисунке 2.10.



- 1 – корпус (оболочка); 2 – теплообменник; 3 – грунт; 4 – теплоизоляция корпуса;
5 – теплоизоляционные заглушки корпуса; 6 – образец теплоизоляционного покрытия

Рисунок 2.10 – Расчетная модель воспроизведения эксперимента:

а – внешний вид в разрезе; б – расчетная сетка

Исходные данные расчетного моделирования:

- корпус (геометрия: цилиндр высотой 650 мм, внешним диаметром 158 мм и толщиной стенки 4,0 мм; материал – ПВХ; характеристики: плотность – 930 кг/м^3 , теплопроводность – $0,4 \text{ Вт/(м}\cdot\text{°C)}$, удельная теплоемкость – $2300 \text{ Дж/(кг}\cdot\text{°C)}$);
- донная / верхняя заглушка корпуса (геометрия: цилиндр высотой 100 мм / 65 мм, диаметром 150 мм и толщиной стенки 10 мм; материал – экструзионный пенополистирол; характеристики: плотность – 37 кг/м^3 , теплопроводность – $0,034 \text{ Вт/(м}\cdot\text{°C)}$, удельная теплоемкость – $1450 \text{ Дж/(кг}\cdot\text{°C)}$);
- грунт (геометрия: цилиндр высотой 350 мм и диаметром 150 мм; материал – влагонасыщенный песок; характеристики: суммарная влажность – 17,2 %; плотность – 1878 кг/м^3 , температура замерзания – минус $0,15 \text{ °C}$; теплопроводность в талом состоянии – $1,4 \text{ Вт/(м}\cdot\text{°C)}$, теплопроводность в мерзлом состоянии – $1,8 \text{ Вт/(м}\cdot\text{°C)}$, удельная теплоемкость в талом состоянии – $1260 \text{ Дж/(кг}\cdot\text{°C)}$, удельная теплоемкость в мерзлом состоянии – $940 \text{ Дж/(кг}\cdot\text{°C)}$, объемная теплота замерзания (таяния) при различных температурах; 0 °C – 0 Дж/м^3 , минус 1 °C – $8,3\cdot 10^5 \text{ Дж/м}^3$, минус 3 °C – $5,9\cdot 10^6 \text{ Дж/м}^3$, минус 6 °C – $41,3\cdot 10^6 \text{ Дж/м}^3$, минус 8 °C – $53,9\cdot 10^6 \text{ Дж/м}^3$, минус 10 °C – $61,5\cdot 10^6 \text{ Дж/м}^3$, минус 15 °C – $66,6\cdot 10^6 \text{ Дж/м}^3$);
- образец теплоизоляции (геометрия: цилиндр высотой 15 мм и диаметром 150 мм (при разных воспроизведениях может быть выполнен как без дефекта, так и со сквозным дефектом цилиндрической формы центрально совмещенным); материал – экструзионный пенополистирол; характеристики: плотность – 37 кг/м^3 , теплопроводность – $0,034 \text{ Вт/(м}\cdot\text{°C)}$, удельная теплоемкость – $1450 \text{ Дж/(кг}\cdot\text{°C)}$);
- теплообменник (геометрия: верхнее и нижнее основания – диски радиусом 150 мм и толщиной 10 мм, промежуточный цилиндр высотой 50 мм, диаметром 110 мм и толщиной стенки 10 мм; материал – сталь; характеристики: плотность – 7850 кг/м^3 , теплопроводность – $60,5 \text{ Вт/(м}\cdot\text{°C)}$, удельная теплоемкость – $434 \text{ Дж/(кг}\cdot\text{°C)}$);
- внешнее теплоизоляционное покрытие корпуса, ограничивающее теплообмен через боковую поверхность, представляет собой оболочку из экструзионного пенополистирола и трехслойное нанесение рулонной теплоизоляции из вспененного полиэтилена с отражающим фольгированным слоем (при моделировании теплоизоляцию корпуса упрощенно принимаем однородной с толщиной 120 мм, характеристики принимаем по материалу экструзионный пенополистирол);
- температурные пробы устанавливаем в фактических точках установки термодатчиков при эксперименте (на расстояниях от нижней поверхности теплообменника: 15 (на поверхности грунта); 65; 115; 165; 215; 265; 315 мм);

- время эксперимента – 30000 с, расчетный временной шаг – 120 с.

Всего проводится моделирование для 12 случаев: «естественный теплообмен» и контакт теплообменника с грунтом через теплоизоляцию с дефектностью 0 – 100 % с шагом в 10 %.

При моделировании задаются следующие граничные условия:

- теплообмен на границах элементов внутри модели считается идеальным;
- начальная температура всех элементов модели, кроме теплообменника – минус 12 °С;
- температура теплообменника: в случае «естественного теплообмена» задается только начальная температура – минус 12 °С, затем температура теплообменника изменяется совместно со всей моделью от воздействия внешней среды; в остальных случаях расчета на наружной поверхности теплообменника задается постоянная температура 7 °С;

– через внешнюю поверхность модели задается конвективный теплообмен с окружающей средой, имеющей постоянную температуру 20 °С. Так как внешняя теплоизоляция корпуса имеет сложную многослойную структуру, то коэффициент конвективной теплоотдачи определяется методом последовательных итераций при расчетном воспроизведении эксперимента «естественный теплообмен» до достижения сопоставления расчетных и экспериментальных данных с максимально допустимым отклонением значений $\pm 2,5$ %.

Проводимое расчетное моделирование можно условно разделить на три этапа:

1. Расчетное воспроизведение эксперимента № 1 «Естественный теплообмен». В рамках данного воспроизведения задаются предварительно оцененные на этапе эксперимента теплофизические характеристики элементов модели и производится определение граничных условий по коэффициенту конвективной теплоотдачи при взаимодействии модели с окружающим воздухом лаборатории.

2. Расчетное воспроизведение экспериментов № 2 – 4 при контакте теплообменника с грунтом через теплоизоляцию с дефектностью 0, 50 и 100 %. В рамках данного воспроизведения проверяется адекватность расчетной модели статистическим сопоставлением результатов эксперимента и расчетов. Если рассчитанные результаты и экспериментальные данные для всех трех вариаций согласуются и имеют максимальные отклонения значений до $\pm 5,0$ %, то расчетная модель признается адекватной и подобной экспериментальной модели. Если имеются отклонения свыше $\pm 5,0$ %, то проводится корректировка теплофизических характеристик модели и повторяются расчетные этапы 1 и 2, до тех пор, пока не удастся достичь требуемой точности воспроизведения [87].

3. Выполняется расчетное воспроизведение теплообмена при контакте теплообменника с грунтом через образец теплоизоляции с дефектностью 10, 20, 30, 40, 60, 70, 80 и 90 %.

Пошаговый алгоритм проведения расчетного воспроизведения эксперимента представлен на рисунке 2.11.

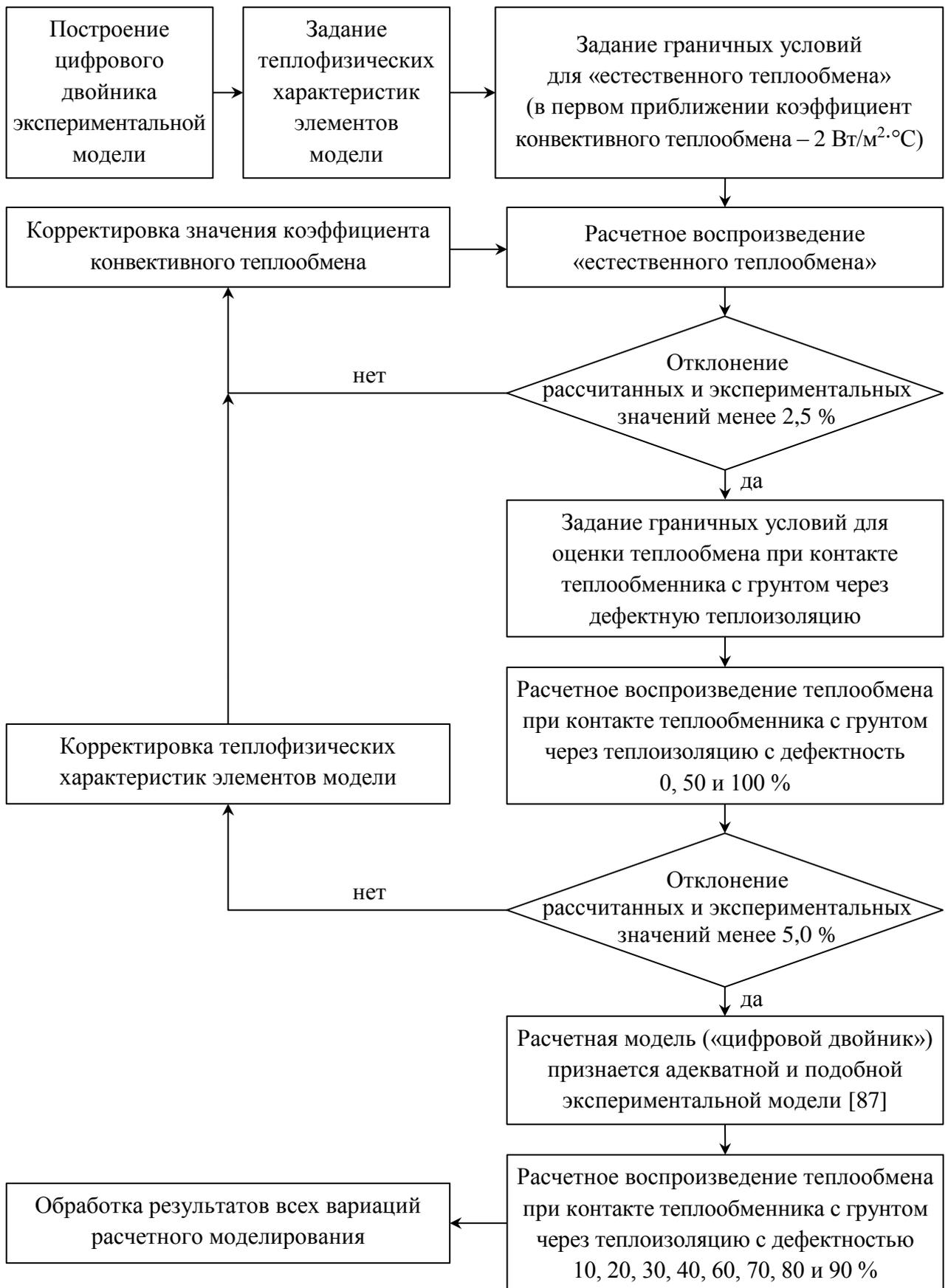


Рисунок 2.11 – Алгоритм расчетного воспроизведения экспериментальной оценки динамики оттаивания мерзлого грунта при взаимодействии с теплообменником через дефектный образец теплоизоляции

2.2.3 Результаты расчетного моделирования

В ходе расчетного воспроизведения эксперимента № 1 «Естественный теплообмен» методом последовательных итераций было определено, что для достижения согласования (отклонение результатов до $\pm 2,5\%$) расчетных и экспериментальных данных на внешней границе модели необходимо задать коэффициент конвективного теплообмена равный $0,3 \text{ Вт/м}^2\cdot\text{°С}$. Низкое значение коэффициента конвективного теплообмена, вероятнее всего, обусловлено многослойностью фактически установленной теплоизоляции боковой поверхности экспериментальной модели.

При воспроизведении экспериментов № 2 – 4 полученные расчетные значения согласовались с экспериментальными значениями и их отклонения не превышали $\pm 3,5\%$, что ниже принятого уровня допустимого отклонения $\pm 5,0\%$, следовательно, расчетную модель при принятых теплофизических характеристиках элементов модели и коэффициенте конвективного теплообмена следует считать адекватной и подобной экспериментальной модели.

Всего в ходе расчетного моделирования получено 12 массивов данных, содержащих 250 значений по семи точкам контроля. Пример результатов моделирования представлен на рисунке 2.12.

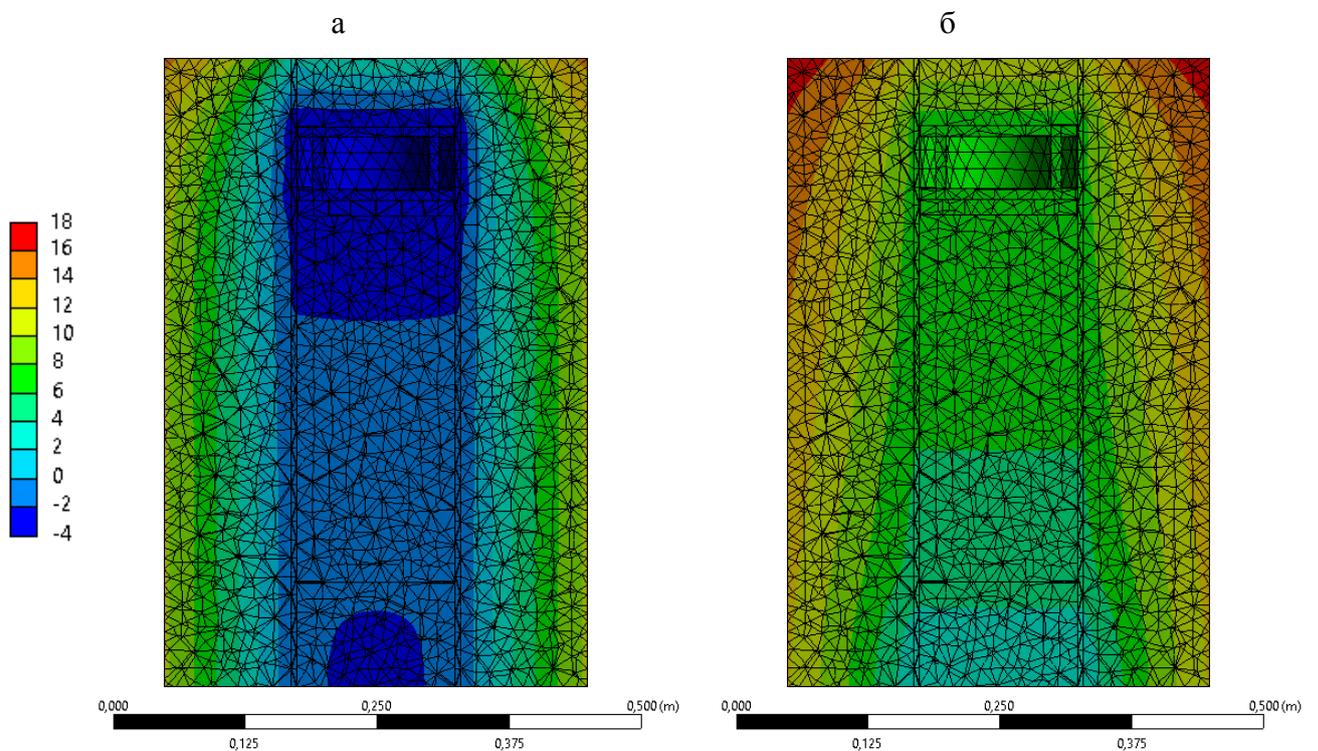


Рисунок 2.12 – Визуальные результаты моделирования температурных полей в момент времени $\tau = 30000 \text{ с}$ при воспроизведении вариации эксперимента: а – № 1 «Естественный теплообмен»; б – № 3 «Контакт теплообменника с грунтом через образец теплоизоляции с дефектностью 50 %»

Расчитанные данные были обработаны аналогично экспериментальным данным (см. раздел 2.1.6), в результате для всех вариаций воспроизведений были определены скорости нагрева грунта до температуры минус 4 °С по пяти наиболее удаленным от теплообменника точкам контроля. Расчитанные данные представлены в таблице 2.6.

Таблица 2.6 – Средняя скорость нагрева грунта в точках контроля при различных расчетных вариациях

Расстояние от контрольной точки до теплообменника, мм	Средняя скорость нагрева грунта в точке контроля, V_{ij} , °С/ч					
	Естественное растепление	При контакте теплообменника с грунтом через плоский образец теплоизоляции с дефектностью, %				
		0	10	20	30	40
115	1,170	3,357	4,885	6,008	7,064	8,073
165	1,189	2,792	3,580	4,076	4,495	4,840
215	1,202	2,468	2,975	3,265	3,495	3,679
265	1,211	2,270	2,644	2,848	3,005	3,127
315	1,215	2,146	2,454	2,616	2,740	2,833

Продолжение таблицы 2.6

Расстояние от контрольной точки до теплообменника, мм	Средняя скорость нагрева грунта в точке контроля, V_{ij} , °С/ч					
	При контакте теплообменника с грунтом через теплоизоляцию с дефектностью, %					
	50	60	70	80	90	100
115	8,955	9,897	10,441	11,039	11,436	11,774
165	5,148	5,448	5,631	5,808	5,938	6,033
215	3,836	3,983	4,073	4,150	4,217	4,258
265	3,227	3,322	3,378	3,425	3,465	3,490
315	2,911	2,982	3,025	3,061	3,090	3,109

По выражению (2.10) были расчитаны идеализированные значения средней скорости нагрева грунта в i -ой точке при j -ой степени дефектности теплоизоляции. В результате получена расчитанная динамика скорости нагрева мерзлого грунта, обусловленного исследуемым теплообменом, в i -ой точке контроля при различной степени дефектности образца теплоизоляции. Результаты представлены на рисунке 2.13 [88].

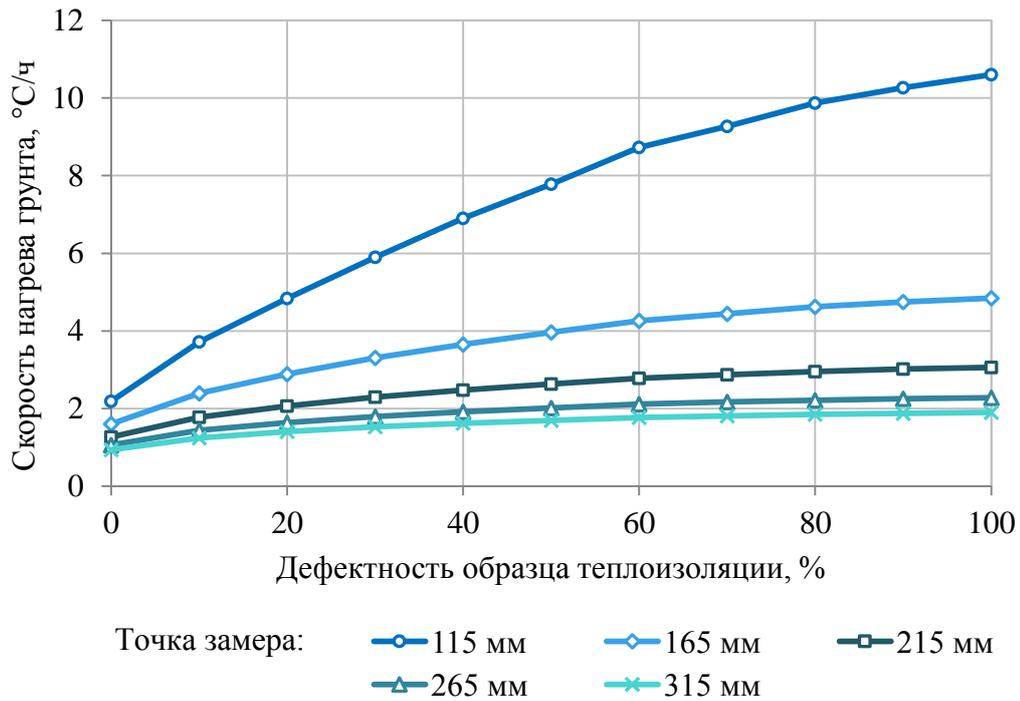


Рисунок 2.13 – Динамика рассчитанной скорости нагрева мерзлого грунта при тепловом взаимодействии с теплообменником через образец теплоизоляции с различной дефектностью

По результатам расчетного моделирования, представленным на рисунке 2.13, видно, что полученные зависимости могут быть описаны с высокой точностью полиномами второй степени. Так как скорость нагрева грунта является уникальной для конкретной модели, то полученные в расчете данные необходимо преобразовать к универсальному виду и установить зависимость изменения интенсивности теплопередачи от источника тепла в мерзлый грунт через плоский образец теплоизоляции от показателя его относительной дефектности. Для этого предлагается перейти к интервальной оценке, условия которой представлены в таблице 2.7.

Таблица 2.7 – Оценка интервального изменения интенсивности теплопереноса от источника тепла в мерзлый грунт через плоский дефектный образец теплоизоляции

Показатель	Значения показателя		
	Дефектность плоского образца теплоизоляции, %	0	$i \in (0; 100)$
Скорость нагрева грунта, °C/мин	V_0	V_i	V_{100}
Относительная интенсивность теплопередачи через образец теплоизоляции, доли ед.	0	$\frac{V_i - V_0}{V_{100} - V_0}$	1

Искомая зависимость изменения относительной интенсивности теплопередачи через плоский образец теплоизоляции из экструзионного пенополистирола от степени его дефектности представлена на рисунке 2.14.

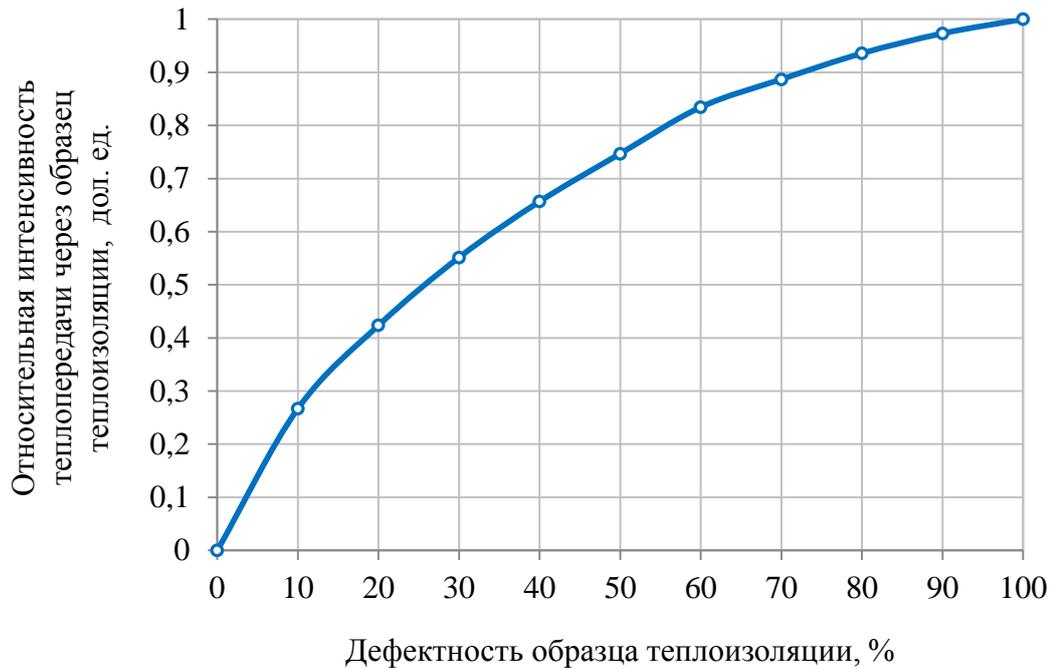


Рисунок 2.14 – Динамика относительной интенсивности теплопередачи через образец теплоизоляции в зависимости от степени его дефектности

Если исключить краевую точку при дефектности 0 % (бездефектное состояние), то относительная интенсивность теплопередачи через плоский образец теплоизоляции из экструзионного пенополистирола, в зависимости от степени его дефектности с достоверностью аппроксимации $R^2 = 0,999$, будет описываться следующим выражением:

$$I_{Эп} = -7,76 \cdot 10^{-5} \cdot \omega_{по}^2 + 1,65 \cdot 10^{-2} \cdot \omega_{по} + 0,12, \quad (2.11)$$

где $I_{Эп}$ – относительная интенсивность теплопередачи через плоский образец теплоизоляции из экструзионного пенополистирола, доли ед.;

$\omega_{по}$ – дефектность плоского образца теплоизоляции, %.

Таким образом, даже при незначительных сквозных повреждениях плоского образца теплоизоляционного покрытия до 10 % будет наблюдаться увеличение интенсивности теплового взаимодействия между изолируемыми объектами примерно до 27 %, а при дефектности в 25 % относительная интенсивность теплообмена будет составлять 50 %.

2.3 Выводы по главе 2

1. Проведен анализ лабораторных методов определения теплофизических характеристик теплоизоляционных покрытий. Установлено, что в существующих стандартизированных методах [70 – 72] предусмотрено исследование образцов теплоизоляции, находящихся в бездефектном или водонасыщенном состоянии. Имеющиеся методы непригодны для оценки теплоизоляционной эффективности дефектного образца.

2. Разработана методика экспериментальной оценки интенсивности растепления грунта при взаимодействии с теплообменником через дефектный образец теплоизоляции. В результате проведения эксперимента получены значения скорости нагрева грунта при его взаимодействии с теплообменником через образцы теплоизоляции, имеющие дефектность 0, 50 и 100 %. Для снижения трудозатрат предложено реализовать эксперимент только для контрольных значений дефектности теплоизоляции, а для нахождения промежуточных значений выполнить расчетное воспроизведение эксперимента путем моделирования в системе конечно-элементного анализа.

3. В результате выполнения расчетно-экспериментальной оценки установлено, что зависимость относительной интенсивности теплопередачи через плоский образец теплоизоляции из экструзионного пенополистирола от степени его дефектности имеет квадратичный характер и может быть описана выражением (2.11). Определено, что даже при незначительных сквозных повреждениях плоского образца теплоизоляционного покрытия до 10 % будет наблюдаться увеличение интенсивности теплового взаимодействия между изолируемыми объектами примерно на 27 % по сравнению с бездефектным состоянием, а при дефектности в 25 % относительная интенсивность теплообмена будет составлять 50 %.

3 РАСЧЕТНОЕ МОДЕЛИРОВАНИЕ ТЕМПЕРАТУРНОГО ПОЛЯ ГРУНТА ОКОЛОТРУБНОГО ПРОСТРАНСТВА ПРИ РАЗЛИЧНЫХ УСЛОВИЯХ ДЕФЕКТНОСТИ ТЕПЛОИЗОЛЯЦИОННОГО ПОКРЫТИЯ

3.1 Определение методологической основы и алгоритма расчетного моделирования

При проектировании трубопроводных систем выбор теплоизоляционной конструкции осуществляется на основании расчетов прогнозного ореола оттаивания мерзлого или промерзания талого грунта при соответствующем тепловом взаимодействии с «теплым» или «холодным» газопроводом. Стандартные расчетные методики, представленные в СП 61.13330.2012 [5] и Р 536-84 [89], предусматривают проведение расчета теплового взаимодействия на основании значений среднегодовой температуры грунта, температуры начала замерзания свободной влаги в грунте, теплофизических характеристик теплоизоляции и грунта, эксплуатационной температуры и проектного срока эксплуатации трубопроводной системы. Данные методики расчета характеризуются большим количеством допущений, предусматривают идеальное состояние теплоизоляции на протяжении всего срока эксплуатации, не позволяют оценить динамику температурных полей ни в годовом цикле, ни при формировании дефектности теплоизоляции.

Для увеличения прогнозной точности и правдоподобности расчетного моделирования, предлагается рассмотреть тепловое взаимодействие в системе «околотрубный грунт – газопровод» как сложный нестационарный процесс, предусматривающий одновременное протекание двух независимых теплообменов: первый – между грунтом и атмосферой, второй – между околотрубным грунтом и трубопроводом.

Реализовать моделирование нестационарного теплообменного процесса с высокой точностью можно при использовании метода конечно-элементного анализа, поэтому в качестве инструментальной основы принимается программное средство ANSYS Multiphysics.

Расчетное моделирование теплового взаимодействия теплоизолированного газопровода с мерзлыми грунтами выполняется в следующей последовательности:

- выбор метода и инструментальной основы расчетного моделирования;
- разработка расчетной модели (выбор прототипа, разработка геометрии модели, определение исходных данных, условий и нагрузок);
- определение особенностей процесса промерзания и оттаивания мерзлого грунта с ненарушенной структурой (газопровод в расчетной модели отсутствует);
- моделирование теплового взаимодействия в системе «околотрубный грунт – теплоизолированный газопровод» с учетом естественных отепляющих и охлаждающих

факторов, при различных условиях равномерной и локальной дефектности теплоизоляционного покрытия;

- обработка результатов расчетного моделирования [90].

3.2 Разработка расчетной модели

3.2.1 Выбор прототипа расчетной модели

В качестве прототипа расчетной модели предлагается выбрать эксплуатационный участок МГ Бованенково – Ухта, характеризующийся наиболее сложным температурным взаимодействием с околотрубными многолетнемерзлыми грунтами.

Основные сведения о геокриологических условиях трассы, установленные в рамках проектных изыскательских работ, представлены в таблице 3.1 [91].

Сведения о средней динамике фактической рабочей температуры по дистанции газопровода за период с 2018 по 2022 г. представлены на рисунке 3.1.

Таблица 3.1 – Геокриологические условия трассы МГ Бованенково – Ухта

Участок, км	Характер распространения грунтов		Состав грунтов
	многолетнемерзлые	талые	
0 – 237	сплошной (мощность от 300 до 400 м, среднегодовая температура от минус 3 до минус 7 °С)	островной (под морским участком, руслами средних и крупных рек, а также под крупными озерами)	пески, супеси, суглинки, глины, торф (от 0,1 до 0,5 м), льдиность от 8 до 50 %
237 – 433	сплошной прерывистый и массивно-островной (мощность 100 – 300 м, среднегодовая температура от минус 2 до минус 5 °С)	островной (в понижениях рельефа, под всеми реками, крупными ручьями и озерами)	торф (до 0,5 м) пески, супеси и суглинки, льдиность от 5 до 40 %
433 – 510	редко-островной (мощность до 40 м, среднегодовая температура до минус 2 °С)	прерывистый (во всех понижениях рельефа)	торф (до 0,4 м), суглинки с включениями гравия до 20 %
510,0 – 1109,6	отсутствуют	сплошное	пески, супеси, суглинки, торф

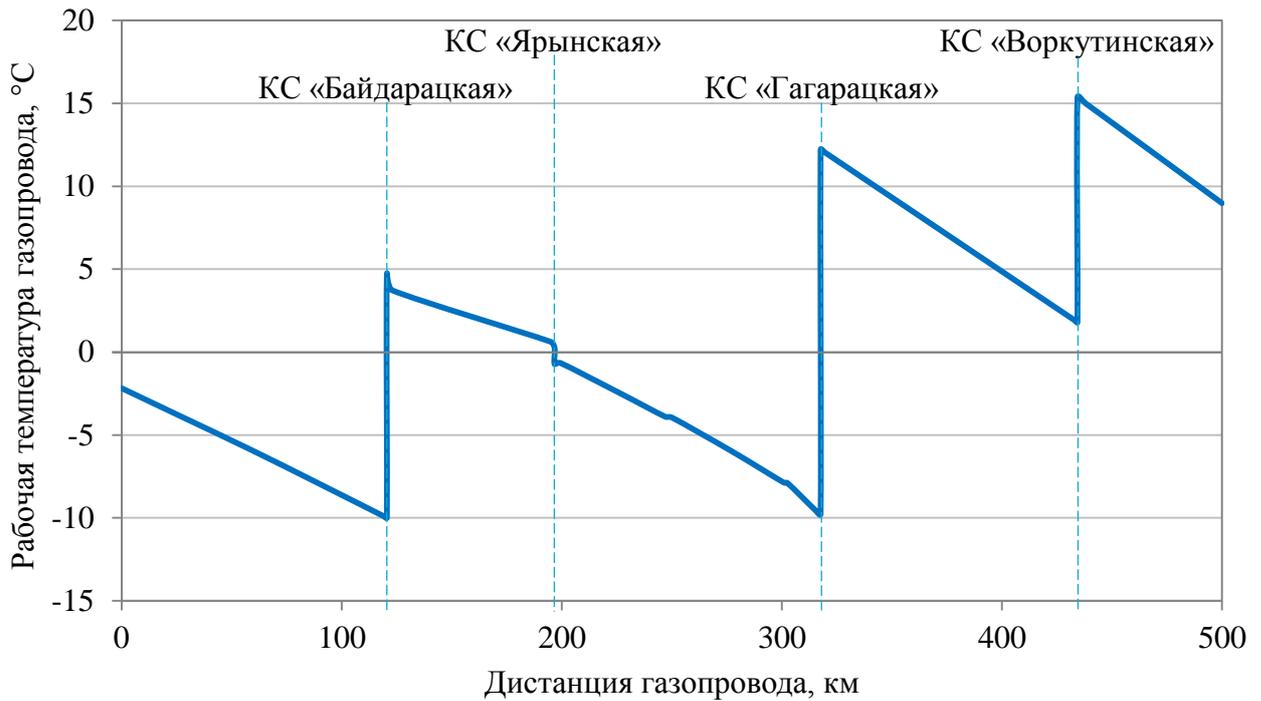


Рисунок 3.1 – Динамика рабочей температуры по дистанции МГ Бованенково – Ухта на участке 0 – 500 км

Сопоставляя данные геокриологических и эксплуатационных условий по дистанции МГ Бованенково – Ухта можно выделить следующие четыре характерных сочетания температурного взаимодействия:

- «холодный» МГ – мерзлый грунт (0 км – КС «Байдарацкая», КС «Ярынская» – КС «Гагарацкая»);
- «холодный» МГ – талый грунт (локальные зоны под руслами средних и крупных рек, крупными озерами на участках 0 км – КС «Байдарацкая», КС «Ярынская» – КС «Гагарацкая»);
- «теплый» газопровод – мерзлый грунт (КС «Гагарацкая» – 510 км);
- «теплый» газопровод – талый грунт (локальные зоны под руслами средних и крупных рек, крупными озерами на участке КС «Гагарацкая» – 510 км и участки КС «Байдарацкая» – КС «Ярынская» и 510 км – КС «Ухтинская»).

Многочисленными отечественными и зарубежными исследованиями [92 – 102] доказано, что с точки зрения эксплуатационной надежности потенциально опасными являются два случая взаимодействия: «холодный» МГ – талый грунт и «теплый» газопровод – мерзлый грунт. Для обоих случаев характерно проявление изменения пространственного положения газопровода, при этом в первом случае вызванного морозным пучением околотрубного грунта, а во втором случае – всплытием трубопровода в оттаявших околотрубных мерзлых грунтах. Силовые механизмы, приводящие к изменению пространственного положения газопровода на многолетнемерзлых грунтах, в обоих случаях разные, поэтому каждый процесс должен

рассматриваться отдельно друг от друга.

На трассе МГ Бованенково – Ухта условия для возможного пучения складываются на 55 подземных переходах газопровода через водные преграды с суммарной протяженностью около 7,5 км, а для потенциально возможного всплытия – на протяжении около 200 км.

Учитывая масштабность проблемы оттаивания околотрубных многолетнемерзлых грунтов, принимается, что в рамках данного диссертационного исследования будет решаться вопрос оценки и обеспечения работоспособности подземных газопроводов для случая взаимодействия: «теплый» газопровод – мерзлый грунт (КС «Гагарацкая» – 510 км).

Учитывая, что участок трассы газопровода с 433 по 510 км характеризуется островным распространением мерзлоты, то окончательно в качестве прототипа расчетной модели принимается эксплуатационный участок КС «Гагарацкая» – КС «Воркутинская».

Газопровод на участке имеет следующие характеристики:

- наружный диаметр (d) – 1420 мм;
- средняя глубина заложения газопровода (от уровня дневной поверхности грунта до верхней образующей трубы) ($h_{звт}$) – 1,2 м;
- толщина стенки (δ) – 23,0 (базовая), 27,7 и 33,4 мм;
- рабочее давление (на выходе с КС «Гагарацкая») – 11,8 МПа;
- среднегодовая температура эксплуатации – 7 °С;
- материал трубы – сталь класса прочности К65 (плотность $\rho_{ст} = 7810 \text{ кг/м}^3$, временное сопротивление $\sigma_{в} = 640 \text{ МПа}$, предел текучести $\sigma_{т} = 555 \text{ МПа}$, коэффициент теплопроводности $\lambda_{ст} = 68 \text{ Вт/(м}\cdot\text{°С)}$, удельная теплоемкость $C_{ст} = 483 \text{ Дж/(кг}\cdot\text{°С)}$);
- противокоррозионное изоляционное покрытие – заводское трехслойное полимерное толщиной 4 мм (плотность $\rho_{из} = 940 \text{ кг/м}^3$, коэффициент теплопроводности $\lambda_{из} = 0,60 \text{ Вт/(м}\cdot\text{°С)}$, удельная теплоемкость $C_{ст} = 1120 \text{ Дж/(кг}\cdot\text{°С)}$).

Для снижения интенсивности изменения температурного режима грунтов на участке КС «Гагарацкая» – КС «Воркутинская» проектом предусмотрено применение кольцевой теплоизоляции со следующими характеристиками:

- конструкция – сегментная;
- толщина ($\delta_{ти}$) – 100 мм;
- материал – экструзионный пенополистирол (плотность $\rho_{ти} = 37 \text{ кг/м}^3$, предел прочности при статическом изгибе $\sigma_{из.ти} = 0,8 \text{ МПа}$, предел прочности на сжатие при 10 %-ной линейной деформации $\sigma_{сж.ти} = 0,4 \text{ МПа}$, группа горючести ГЗ, коэффициент теплопроводности $\lambda_{ти} = 0,034 \text{ Вт/(м}\cdot\text{°С)}$, удельная теплоемкость $C_{ти} = 1450 \text{ Дж/(кг}\cdot\text{°С)}$).

Грунты на участке преимущественно представлены супесью пылеватой текучей слабозасоленной [103], имеющей следующие основные характеристики:

- плотность грунта (в талом состоянии) $\rho = 1,87 \text{ г/см}^3$;
- плотность скелета грунта $\rho_d = 1,51 \text{ г/см}^3$;
- плотность частиц грунта $\rho_s = 2,65 \text{ г/см}^3$;
- плотность воды $\rho_w = 1,01 \text{ г/см}^3$;
- плотность льда $\rho_i = 0,94 \text{ г/см}^3$;
- коэффициент пористости грунта $e = 1,10$;
- суммарная влажность мерзлого грунта $W_{\text{tot}} = 35,20 \%$;
- влажность грунта на границе пластичности (раскатывания) $W_p = 21,05 \%$;
- влажность грунта на границе текучести $W_L = 25,57 \%$;
- суммарная льдистость мерзлого грунта $i_{\text{tot}} = 36,26 \%$;
- степень засоленности грунта (материкового типа) $D_{\text{sal}} = 1,06 \%$;
- относительное содержание органического вещества $I_{\text{от}} = 1,63 \%$;
- число пластичности $I_p = 0,0452$;
- показатель текучести $I_L = 2,45$ [104].

3.2.2 Разработка общих принципов моделирования

Моделирование процессов теплообмена между трубопроводом и околотрубным грунтом является достаточно распространенной задачей [18, 95, 105 – 111]. В зависимости от целей, в научных исследованиях принимают три различные конструкции расчетной модели:

- трехмерная модель (в случаях одновременной оценки распределения температурных полей в продольном и поперечном сечениях системы «трубопровод – грунт»);
- двумерная модель продольного сечения системы «трубопровод – грунт» (в случаях оценки динамики температурных полей по протяженности трубопровода, с учетом изменения температуры транспортируемой среды или грунтовых условий);
- двумерная модель поперечного сечения системы «трубопровод – грунт» (в случаях оценки распределения температурных полей в околотрубных грунтах).

Данный раздел направлен на оценку формы ореола и интенсивности оттаивания околотрубного мерзлого грунта в зависимости от параметров дефектности теплоизоляции газопровода, поэтому в качестве расчетной модели рационально выбрать двумерную модель, представляющую собой поперечный разрез трассы подземного МГ [112].

Принимаются следующие геометрические размеры модели грунтового массива:

- ширина – 40 м (по 20 м в левую и в правую сторону от оси газопровода);
- высота – 10 м (вглубь от дневной поверхности земли, параметр соответствует глубине периодической термометрии грунта в скважинах в рамках геотехнического мониторинга).

Геометрические размеры расчетной модели превышают установленные в работе [113] значения зоны температурного влияния газопровода на околотрубный грунт: в горизонтали – $12d$ справа и слева от трубопровода, а по глубине – $5d$, где d – диаметр газопровода.

Геометрические размеры газопровода и траншеи принимаются в соответствии со значениями, характерными для эксплуатационного участка КС «Гагарацкая» – КС «Воркутинская» МГ Бованенково – Ухта.

При сооружении газопровода на мерзлых грунтах в зимнее время обратную засыпку осуществляют с формированием обвалования, возвышающегося над уровнем поверхности строительной полосы на величину не менее чем 30 % от глубины траншеи [8]. В первые два года после строительства происходит постепенная осадка обвалования, его уровень практически сравнивается с дневной поверхностью земли, грунт обратной засыпки уплотняется и влагонасыщается по глубине до показателей естественного залегания, формируется поверхностный растительный слой.

Для упрощения расчетной модели предполагается, что стабилизация грунта обратной засыпки до показателей естественного залегания уже произошла, уровень обвалования и земной поверхности сравнялись, равномерный поверхностный растительный слой сформировался.

Общая схема расчетной модели представлена на рисунке 3.2 [114].

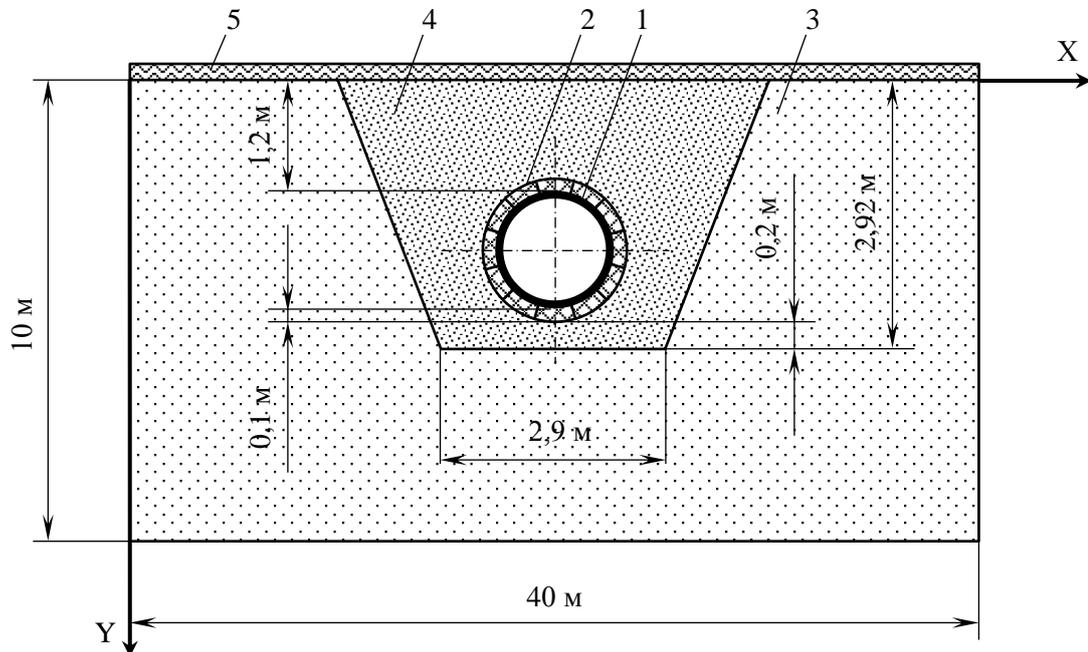


Рисунок 3.2 – Общая схема конструкции расчетной модели:

- 1 – газопровод; 2 – сегментная кольцевая теплоизоляция;
- 3 – многолетнемерзлый грунт с ненарушенной структурой; 4 – грунт обратной засыпки;
- 5 – растительный / снежный слой (не учитывается в расчетной модели)

3.2.3 Определение исходных данных моделирования

3.2.3.1 Физические и теплофизические характеристики грунта

Для упрощения итоговой расчетной модели выполняется идеализация массива многолетнемерзлого грунта с ненарушенной структурой и грунта обратной засыпки путем унификации их состава и теплофизических характеристик.

Грунты на участке КС «Гагарацкая» – КС «Воркутинская» на уровне заложения газопровода преимущественно сложены супесью пылеватой текучей слабозасоленной.

На основании представленных в проекте основных свойств наиболее распространенного типа грунта определяются его теплофизические характеристики в соответствии с методикой [3].

Концентрация порового раствора (C_{ps} , доли ед.), характеризующая степень минерализации грунтовой влаги, для грунтов с льдистостью $i_{tot} \leq 40\%$ определяется по формуле

$$C_{ps} = \frac{D_{sal}}{(D_{sal} + W_{tot})}, \quad (3.1)$$

где D_{sal} – степень засоленности грунта, доли ед.;

W_{tot} – суммарная влажность мерзлого грунта, доли ед.

Температура начала замерзания грунта (t_{bf} , °C) вычисляется по формуле

$$t_{bf} = A - B(53C_{ps} + 40 C_{ps}^2), \quad (3.2)$$

где A – температура начала замерзания незасоленного грунта, для супеси $A = -0,15$ °C;

B – коэффициент, зависящий от типа засоления грунта, для грунтов с континентальным типом засоления $B = 0,85$.

Влажность охлажденного и мерзлого грунта за счет незамерзшей воды (W_w , доли ед.) при различных температурах (t) для грунтов с льдистостью $i_{tot} \leq 40\%$ рассчитывается по формуле

$$W_w = \begin{cases} W_{tot}, & \text{если } t_{bf} < t < 0 \text{ °C;} \\ k_w W_p + \eta D_{sal}, & \text{если } t \leq t_{bf}; \end{cases} \quad (3.3)$$

где k_w – коэффициент, зависящий от числа пластичности (I_p) и температуры грунта (t) [3];

W_p – влажность грунта на границе пластичности (раскатывания), доли ед.;

η – коэффициент, зависящий от числа пластичности (I_p) и температуры грунта (t) [3].

Влажность мерзлого грунта за счет льда (W_i , доли ед.) при $t \leq t_{bf}$ определяется по формуле

$$W_i = W_{tot} - W_w. \quad (3.4)$$

Объемная теплоемкость (C_v , Дж/(м³·°C)) засоленных грунтов в талом и охлажденном состояниях вычисляется по выражению

$$C_v = \begin{cases} (C_p + C_w \cdot W_{tot}) \rho_d, & \text{если } t_{bf} < t; \\ ((C_p + C_w \cdot W_w + C_i \cdot W_i) \rho_d), & \text{если } t \leq t_{bf}; \end{cases} \quad (3.5)$$

где C_p – расчетное значение удельной теплоемкости скелета грунта, для супеси

$C_p = 850 \text{ Дж}/(\text{кг}\cdot^\circ\text{C})$;

C_w – расчетное значение удельной теплоемкости незамерзшей воды, $\text{Дж}/(\text{кг}\cdot^\circ\text{C})$;

ρ_d – плотность скелета грунта, $\text{кг}/\text{м}^3$;

C_i – расчетное значение удельной теплоемкости льда, $\text{Дж}/(\text{кг}\cdot^\circ\text{C})$.

Значение удельной теплоемкости незамерзшей воды (C_w) рассчитывается по формуле

$$C_w = C_{wt} - 4550C_{ps}, \quad (3.6)$$

где C_{wt} – удельная теплоемкость порового раствора, $\text{Дж}/(\text{кг}\cdot^\circ\text{C})$ [3].

Значение удельной теплоемкости льда (C_i) определяется по формуле

$$C_i = 2100 + 7,8t. \quad (3.7)$$

Значение удельной теплоемкости грунта (C , $\text{Дж}/(\text{кг}\cdot^\circ\text{C})$) вычисляется по выражению

$$C = \begin{cases} C_v/\rho, & \text{если } t_{bf} < t; \\ C_v/\rho_f, & \text{если } t \leq t_{bf}; \end{cases} \quad (3.8)$$

где ρ – плотность грунта в талом состоянии, $\text{кг}/\text{м}^3$;

ρ_f – плотность грунта в мерзлом состоянии, $\text{кг}/\text{м}^3$.

Плотность грунта в мерзлом состоянии (ρ_f) можно определить по формуле А.М. Пчелинцева [115]:

$$\rho_f = \frac{\rho_s \rho_w \rho_i \cdot (1 + W_{tot})}{\rho_w \rho_i + \rho_s \cdot (W_{tot} \rho_w + W_w (\rho_i - \rho_w))}, \quad (3.9)$$

где ρ_s – плотность частиц грунта, $\text{г}/\text{см}^3$;

ρ_w – плотность воды, $\text{г}/\text{см}^3$;

ρ_i – плотность льда, $\text{г}/\text{см}^3$.

Коэффициент теплопроводности грунта (λ , $\text{Вт}/(\text{м}\cdot^\circ\text{C})$) вычисляется по выражению

$$\lambda = \begin{cases} \lambda_{th}, & \text{если } t_{bf} < t; \\ \lambda_f - \frac{(\lambda_f - \lambda_{th}) [W_{w(t)} - W_{w(t_m)}]}{[W_{tot} - W_{w(t_m)}]}, & \text{если } t_m < t \leq t_{bf}; \\ \lambda_f, & \text{если } t \leq t_m; \end{cases} \quad (3.10)$$

где λ_f – коэффициент теплопроводности грунта в мерзлом состоянии, для супеси слабозасоленной $\lambda_f = 1,96 \text{ Вт}/(\text{м}\cdot^\circ\text{C})$;

λ_{th} – коэффициент теплопроводности грунта в талом состоянии, для супеси слабозасоленной $\lambda_{th} = 1,80 \text{ Вт}/(\text{м}\cdot^\circ\text{C})$;

$W_{w(t)}$ – влажность мерзлого грунта за счет незамерзшей воды при температуре t , доли ед.;

$W_{w(t_m)}$ – влажность мерзлого грунта за счет незамерзшей воды при температуре t_m , доли ед.;

t_m – принимаемая температура промерзания, $t_m = -1,5 \text{ }^\circ\text{C}$.

Коэффициент температуропроводности грунта (a , $\text{м}^2/\text{с}$) определяется по формуле

$$a = \lambda/C_p. \quad (3.11)$$

Величина объемной теплоты замерзания (таяния) грунта (L_v , Дж/м³) рассчитывается по формуле

$$L_v = L_0 \cdot W_i \cdot \rho_d, \quad (3.12)$$

где L_0 – удельная теплота фазовых переходов вода – лед, $L_0 = 3,35 \cdot 10^5$ Дж/кг.

Концентрация порового раствора (C_{ps} , доли ед.) грунта составляет:

$$C_{ps} = \frac{0,0106}{(0,0106 + 0,352)} = 0,029.$$

Температура начала замерзания грунта (t_{bf} , °C):

$$t_{bf} = -0,15 - 0,85 \cdot (53 \cdot 0,029 + 40 \cdot 0,029^2) = -1,49 \text{ °C}.$$

Результаты расчета остальных физических и теплофизических характеристик, значения которых изменяются в зависимости от температуры, представлены на рисунках 3.3 и 3.4.

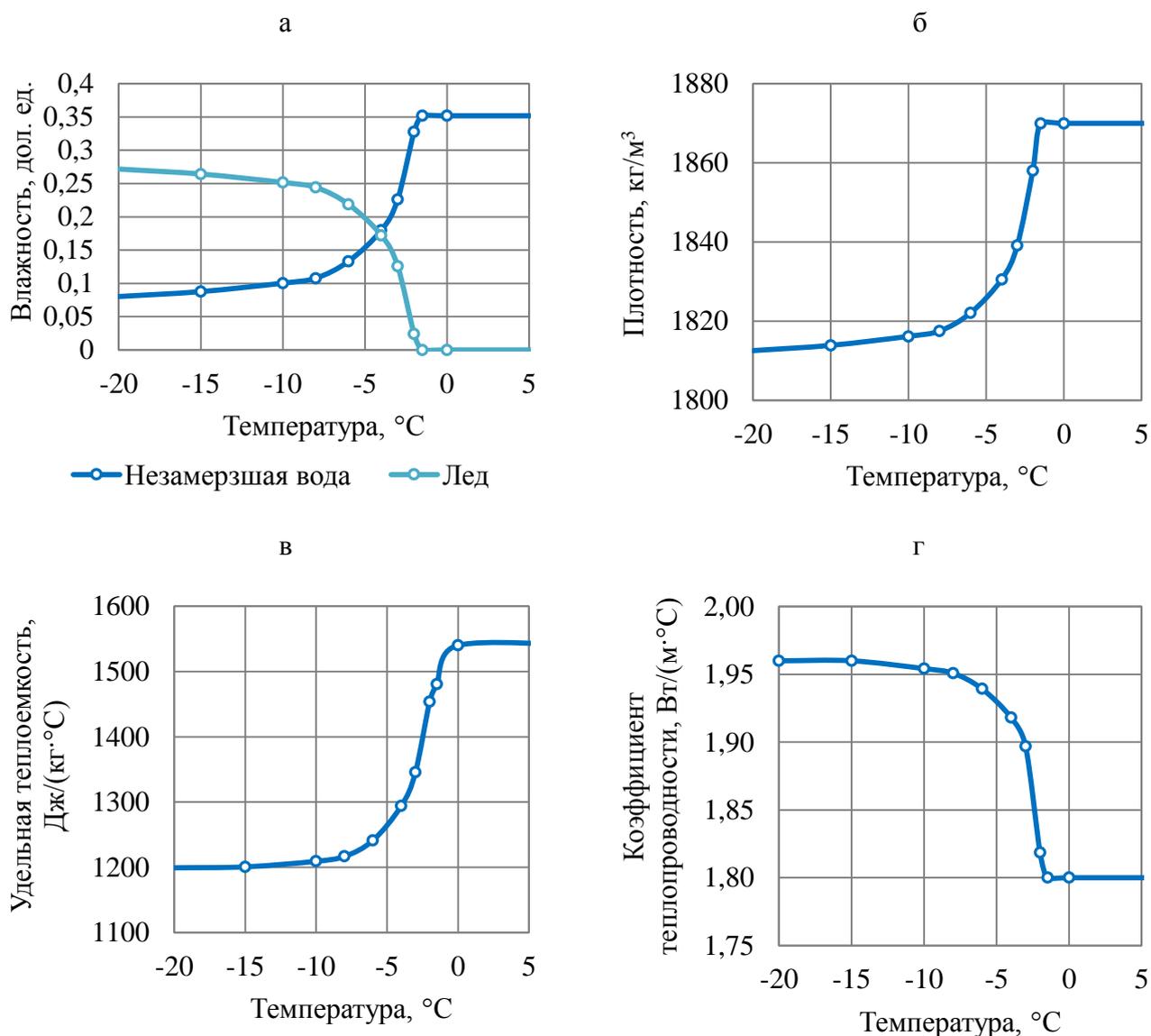


Рисунок 3.3 – Физические и теплофизические характеристики грунта:

а – влажность; б – плотность; в – удельная теплоемкость; г – коэффициент теплопроводности

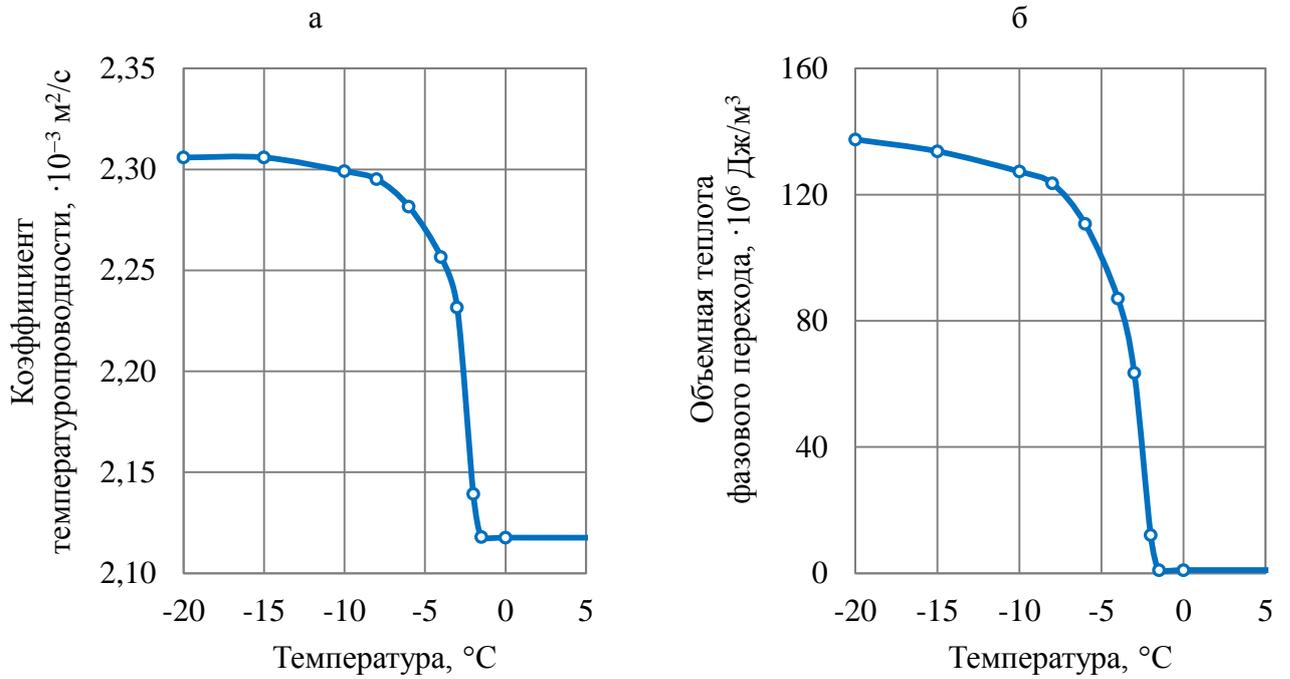


Рисунок 3.4 – Физические и теплофизические характеристики грунта:

а – коэффициент температуропроводности; б – объемная теплота фазового перехода

3.2.3.2 Условия и нагрузки

Моделирование распространения тепла в грунте реализуется в трехмерном или двухмерном пространстве энтальпийным конечно-разностным методом, постановка расчетной задачи и алгоритм решения представлены в работе [83]. Задачей рассматривается модель грунта, выполненная в виде параллелепипеда, на гранях которого задаются краевые (граничные) условия.

На верхней границе краевые условия могут быть заданы в виде:

– температуры грунта на поверхности границы (краевые условия I рода):

$$t(m, \tau)|_{z=0} = f(x, y, \tau), \quad (3.13)$$

где $t(m, \tau)|_{z=0}$ – температура грунта на поверхности верхней границы модели в точке $m(x, y, 0)$ в момент времени τ , $^{\circ}\text{C}$;

$z = 0$ – координата, соответствующая верхней границе расчетной модели;

$f(x, y, \tau)$ – функция координат (x, y) и времени τ .

– теплового потока (краевые условия II рода):

$$\frac{\partial t(m)}{\partial z} \Big|_{z=0} = \bar{f}(x, y, \tau), \quad (3.14)$$

где $\frac{\partial t(m)}{\partial z}$ – тепловой поток через поверхность в точке $m(x, y)$, Вт;

$\bar{f}(x, y, \tau)$ – функция координат (x, y) и времени τ .

– теплообмен через границу по закону Ньютона (краевые условия III рода):

$$Q|_{z=0} = \sigma(m)|_{z=0} \cdot [t(m) - t_b], \quad (3.15)$$

где Q – количество подводимого к поверхности или отводимого от поверхности тепла, Дж;
 $\sigma(m)$ – коэффициент теплоотдачи с поверхности, Вт/(м²·°C);
 $[t(m) - t_b]$ – температурный напор, разница температур между поверхностью грунта и окружающей средой, °C.

На нижней границе задаются краевые условия I рода:

$$t(m, \tau)|_{z=\bar{z}} = f_{\mu}(x, y, \tau), \quad (3.16)$$

где $t(m, \tau)|_{z=\bar{z}}$ – температура грунта на поверхности нижней границы модели в точке $m(x, y, \bar{z})$ в момент времени τ , °C;
 $z = \bar{z}$ – координата, соответствующая нижней границе расчетной модели;
 $f_{\mu}(x, y, \tau)$ – функция окружающей среды (нижележащего грунта) по координатам x , y и времени τ .

На боковых границах задают краевые условия II рода в виде стационарного (постоянного) теплопотока:

$$\begin{cases} \left. \frac{\partial t}{\partial x} \right|_{x=0} = C_1, \\ \left. \frac{\partial t}{\partial x} \right|_{x=\bar{x}} = C_2, \\ \left. \frac{\partial t}{\partial y} \right|_{y=0} = C_3, \\ \left. \frac{\partial t}{\partial y} \right|_{y=\bar{y}} = C_4, \end{cases} \quad (3.17)$$

где $\frac{\partial t}{\partial x}$ – тепловой поток к плоскости YZ, Вт;

$x = 0$ и $x = \bar{x}$ – координаты, соответствующие передней и задней границам модели;

$\frac{\partial t}{\partial y}$ – тепловой поток к плоскости XZ, Вт;

$y = 0$ и $y = \bar{y}$ – координаты, соответствующие правой и левой границам модели;

C_1, C_2, C_3, C_4 – константы.

В данном случае (см. рисунок 3.2) реализуется нестационарное тепловое моделирование на двумерной расчетной области.

По условиям методики [83] на боковых ребрах модели должны задаваться стационарные тепловые потоки одинаковые по всей протяженности ребра.

В рассматриваемой задаче принимается условие отсутствия тепловых потоков через боковые ребра, так как массив грунта, окружающий модель, имеет стабилизированные

горизонтально ориентированные температурные условия.

На нижней границе должны задаваться краевые условия I рода. Методикой [83] предусмотрено, что положение нижней границы необходимо принимать ниже глубины распространения годовых колебаний температуры грунта, в этом случае краевое условие будет задаваться константой. Этот шаг предусмотрен для упрощения расчета.

Современные комплексы конечно-элементного анализа не предъявляют жестких требований к назначению условий по нижней границе, поэтому модель допускается задавать с глубиной выше уровня нулевых амплитуд, а температуру по нижней границе назначать нестационарной.

На северных участках МГ Бованенково – Ухта внедрена система геотехнического мониторинга, которая предусматривает проведение периодической термометрии грунта в стационарных скважинах, размещенных на линейных и площадных объектах. В случае моделирования теплового взаимодействия в системе «газопровод – околотрубный грунт» при изменениях эксплуатационных факторов для повышения достоверности результатов расчета рационально при назначении граничных условий учитывать результаты периодической термометрии грунта.

На участке КС «Гагарацкая» – КС «Воркутинская» вдоль трассы газопровода также имеются стационарные термоскважины, при этом некоторые из них являются объектами непрерывного контроля, оборудованными системой автоматического сбора и передачи данных. На таких термоскважинах замеры температуры осуществляются с постоянно погруженной термокосу и с опросом системы каждые 24 – 72 ч.

Для определения граничных условий расчетного моделирования в качестве исходных данных принимаются результаты термометрии грунта по одной автоматизированной скважине за период с 01.01.2018 по 31.12.2022. Массив данных представляет собой 10 выборок (длина термокосу 10 м, шаг установки датчиков 1 м) по 1826 измерений в каждой. Данные группируются в каждой выборке по месяцам и определяются среднемесячные значения температур за пять лет. Сформированные годовые динамики температуры грунта на разной глубине (от 1 до 10 м) представлены в таблице 3.2.

Графическое изображение динамики температуры грунта на глубине 10 м (нижней границе расчетной модели) представлено на рисунке 3.5.

Из таблицы 3.2 видно, что на участке с ноября по июнь грунт по всей глубине находится в стабильном мерзлом состоянии. В период с июля по октябрь наблюдается оттаивание приповерхностного слоя грунта, при этом максимальное проникновение теплого атмосферного фронта в грунт фиксируется в октябре и достигает отметки в 3,2 м.

Таблица 3.2 – Среднемесячные температуры грунта на разной глубине (от 1 до 10 м) по данным результатов термометрии

Глубина замера, м	Среднемесячная температура грунта, °С					
	Январь	Февраль	Март	Апрель	Май	Июнь
1	-9,28	-10,16	-8,99	-7,47	-5,54	-3,59
2	-6,18	-7,86	-7,99	-7,19	-6,11	-4,64
3	-4,38	-5,54	-6,30	-6,32	-5,85	-5,26
4	-3,44	-4,24	-4,96	-5,51	-5,35	-5,25
5	-3,31	-3,74	-4,09	-4,57	-4,64	-4,73
6	-2,93	-3,28	-3,52	-3,89	-4,09	-4,15
7	-2,76	-3,02	-3,19	-3,37	-3,65	-3,79
8	-2,57	-2,68	-2,76	-2,89	-3,21	-3,53
9	-2,54	-2,66	-2,74	-2,79	-3,00	-3,27
10	-2,68	-2,74	-2,81	-2,89	-3,14	-3,31

Продолжение таблицы 3.2

Глубина замера, м	Среднемесячная температура грунта, °С					
	Июль	Август	Сентябрь	Октябрь	Ноябрь	Декабрь
1	-0,63	1,70	1,07	-0,14	-2,95	-5,82
2	-2,92	-0,95	-0,17	-0,71	-1,78	-3,73
3	-4,29	-2,93	-1,45	-1,24	-1,89	-2,94
4	-4,67	-3,83	-2,54	-2,06	-2,21	-2,67
5	-4,43	-3,80	-3,00	-2,55	-2,35	-2,73
6	-4,23	-3,90	-3,48	-3,09	-2,69	-2,60
7	-3,90	-3,69	-3,49	-3,19	-2,89	-2,67
8	-3,51	-3,52	-3,37	-3,09	-2,89	-2,60
9	-3,30	-3,31	-3,16	-2,99	-2,95	-2,61
10	-3,38	-3,35	-3,17	-3,00	-2,84	-2,68

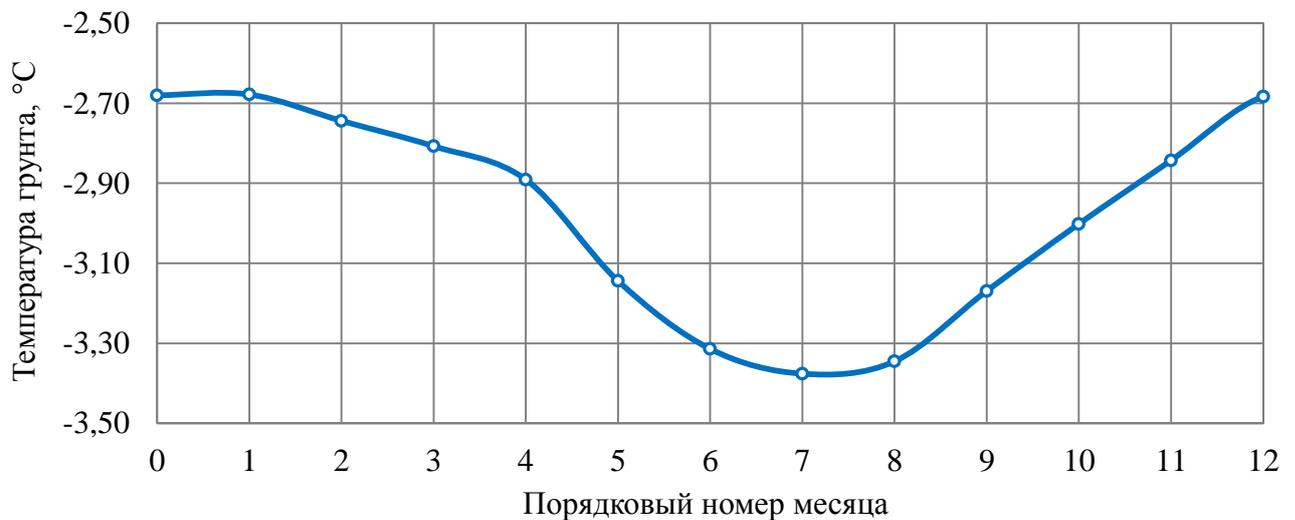


Рисунок 3.5 – Годовая динамика температуры грунта на глубине 10 м по результатам термометрии

Анализируя результаты термометрии, можно заметить, что в точке максимальной глубины замера (10 м) имеется слабовыраженная годовая динамика температуры: среднегодовое значение составляет минус 3,00 °С, амплитуда колебаний между минимумом и максимумом не превышает 0,7 °С. Минимальное значение температуры (минус 3,38 °С) фиксируется в июле, максимальное (минус 2,68 °С) – в декабре и январе, то есть тепловой фронт от атмосферы доходит до данного уровня грунта примерно за полгода.

Из рисунка 3.5 видно, что форма годовой динамики температуры является неправильной и не описывается никакой простой функцией, формализовать данную зависимость без допущения значительных погрешностей невозможно. Чтобы избежать дополнительных неточностей в расчете, предлагается температуру на нижней границе модели задать в виде отдельных значений, меняющихся с временным шагом один месяц, в этом случае программа конечно-элементного анализа проведет аппроксимацию заданных значений и фактически в качестве краевого условия будет задана динамика, представленная на рисунке 3.5.

Таким образом, нижняя граница расчетной модели принимается на глубине 10 м (по границе проведения термометрии), и на ней задаются краевые условия I рода в виде значения температуры, меняющейся во времени с шагом один месяц (временной шаг выражается в секундах с учетом количества дней в месяце, февраль принимается равным 28 дням).

Наиболее сложной задачей в формировании исходных данных является определение краевых условий на верхней границе модели.

В большинстве исследований [18, 95, 105, 111] при анализе температурного взаимодействия подземного трубопровода и мерзлоты на верхней границе модели задаются краевые условия III рода через конвективный теплообмен грунта с атмосферой. Однако теплообмен в системе «атмосфера – грунт» не является прямым, он осуществляется через растительный слой летом и снежный покров зимой, при этом их характеристики непрерывно изменяются. Анализ влияния мохово-растительного слоя [116], летних атмосферных осадков [117] и снежного покрова [118] на параметры теплообмена грунта с атмосферой являются самостоятельными сложными научными задачами. Их полный комплексный учет при задании годовой динамики коэффициента теплообмена атмосферы с грунтом фактически является невозможным, то есть реализация данного подхода к заданию краевых условий на верхней границе модели является невозможной без ряда грубых допущений.

Имея результаты фактической годовой динамики температуры грунта по результатам термометрии, рационально рассмотреть возможность задания краевых условий I рода на верхней границе модели.

Верхняя точка замеров температуры грунта располагается на глубине 1,0 м от поверхности, если принять этот уровень за верхнюю границу модели, то теплоизолированный

газопровод в зоне верхней образующей будет удален от нее всего на 0,1 м (см. рисунок 3.2), что является недопустимым, так как в расчете будет завышено влияние данной нагрузки. Следовательно, за верхнюю границу модели, для достижения максимальной точности расчета, как и в стандартной методике [83] необходимо принять уровень дневной поверхности грунта, при этом задав на нем краевые условия I рода, получаемые путем адаптации результатов термометрии грунта на глубине 1 м.

Для определения краевых условий на верхней границе массива был разработан алгоритм, представленный на рисунке 3.6.

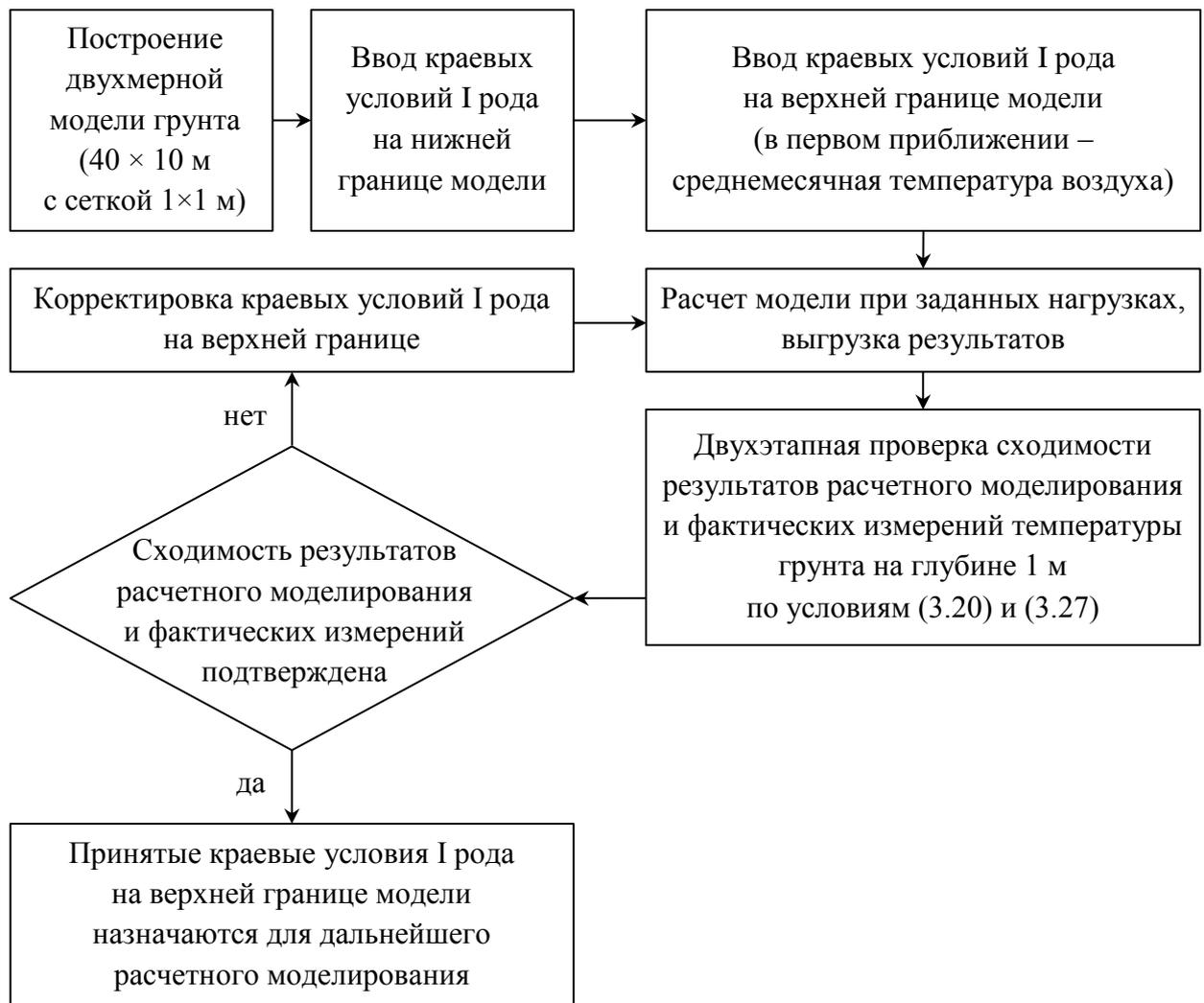


Рисунок 3.6 – Алгоритм определения краевых условий I рода на верхней границе модели на основании фактических результатов термометрии многолетнемерзлого грунта

Изначально строится двухмерная модель многолетнемерзлого грунта с ненарушенной структурой размерами 40 м × 10 м (без трубопровода).

На нижней границе модели задаются краевые условия I рода по фактическим результатам термометрии, выполненным в рамках реализации геотехнического мониторинга (см. рисунок 3.5).

Вводятся краевые условия I рода на верхней границе модели, в первом приближении изменяемые в соответствии с годовой динамикой среднемесячных температур воздуха в зоне эксплуатационного участка МГ, принятого в качестве прототипа.

Производится расчетное моделирование в программном комплексе конечно-элементного анализа при заданных нагрузках. Выводятся результаты расчета по горизонтальным сечениям грунта на глубине от 1 до 9 м с шагом 1 м. Полученные значения заносятся в таблицу 3.2.

Проводится двухэтапная проверка сходимости результатов расчетного моделирования и фактических измерений температуры грунта на глубине 1 м.

На первом этапе проверяется, составляют ли совокупности $T_{\text{факт}}$ (фактические данные динамики среднемесячных температур грунта) и $T_{\text{расч}}$ (рассчитанные значения динамики среднемесячных температур грунта) пару линейно коррелирующих значений. Для этого проводится расчет коэффициента корреляции Пирсона ($r_{\text{набл}}$):

$$r_{\text{набл}} = \frac{\sum_{i=1}^n (t_{\text{факт}i} - \bar{t}_{\text{факт}}) \cdot (t_{\text{расч}i} - \bar{t}_{\text{расч}})}{\sqrt{\sum_{i=1}^n (t_{\text{факт}i} - \bar{t}_{\text{факт}})^2 \cdot \sum_{i=1}^n (t_{\text{расч}i} - \bar{t}_{\text{расч}})^2}}, \quad (3.18)$$

где $t_{\text{факт}i}$ – фактическое значение средней температуры грунта в i -й месяц;

$\bar{t}_{\text{факт}}$ – среднее значение совокупности $T_{\text{факт}}$;

$t_{\text{расч}i}$ – рассчитанное значение средней температуры грунта в i -й месяц;

$\bar{t}_{\text{расч}}$ – среднее значение совокупности $T_{\text{расч}}$;

n – объем выборки, в данном случае 12 [119].

Средние значения совокупностей $T_{\text{факт}}$ и $T_{\text{расч}}$ определяются по формулам:

$$\bar{t}_{\text{факт}} = \frac{\sum_{i=1}^n t_{\text{факт}i}}{n}; \quad \bar{t}_{\text{расч}} = \frac{\sum_{i=1}^n t_{\text{расч}i}}{n}. \quad (3.19)$$

Согласно шкале Чеддока весьма высокая прямая линейная связь между двумя совокупностями наблюдается при величине коэффициента корреляции Пирсона свыше 0,9 [120].

Для проводимой проверки задается критический уровень коэффициента корреляции Пирсона $r_{\text{крит}} = 0,98$.

Считается, что совокупности $T_{\text{факт}}$ и $T_{\text{расч}}$ составляют пару линейно коррелирующих значений при выполнении условия:

$$r_{\text{набл}} > r_{\text{крит}}. \quad (3.20)$$

Если условие (3.20) выполняется, то проводится второй этап проверки, если не выполняется – то необходимо провести изменения краевых условий I рода на верхней границе модели и провести следующий цикл расчетного моделирования.

Второй этап проверки реализуется по методике сравнения двух генеральных совокупностей с неизвестными дисперсиями (для зависимых выборок) [119].

В качестве нулевой (H_0) принимается гипотеза о равенстве двух средних совокупностей $T_{\text{факт}}$ (фактические данные динамики среднемесячных температур грунта) и $T_{\text{расч}}$ (рассчитанные значения динамики среднемесячных температур грунта):

$$H_0: M(\bar{T}_{\text{факт}}) = M(\bar{T}_{\text{расч}}), \quad (3.21)$$

где $M(\bar{T}_{\text{факт}})$ – средняя совокупности фактических данных $T_{\text{факт}}$;
 $M(\bar{T}_{\text{расч}})$ – средняя совокупности рассчитанных данных $T_{\text{расч}}$.

Конкурирующая гипотеза (H_1):

$$H_1: M(\bar{T}_{\text{факт}}) \neq M(\bar{T}_{\text{расч}}), \quad (3.22)$$

Определяется наблюдаемое значение t-критерия ($t_{\text{набл}}$):

$$t_{\text{набл}} = \frac{\bar{d}}{S_d} \sqrt{n}, \quad (3.23)$$

где \bar{d} – средняя разностей фактических и рассчитанных среднемесячных значений температуры грунта;

S_d – «исправленное» среднее квадратическое отклонение.

Средняя разностей (\bar{d}) фактических и рассчитанных среднемесячных значений температуры грунта вычисляется по формуле

$$\bar{d} = \frac{\sum_{i=1}^n d_i}{n}, \quad (3.24)$$

где d_i – разность фактического и рассчитанного значений средней температуры грунта в i -й месяц.

Разность фактического и рассчитанного значений средней температуры грунта в i -й месяц (d_i) рассчитывается по формуле

$$d_i = t_{\text{факт}i} - t_{\text{расч}i}. \quad (3.25)$$

«Исправленное» среднее квадратическое отклонение (S_d) определяется по выражению

$$S_d = \sqrt{\frac{\sum_{i=1}^n d_i^2 - (\sum_{i=1}^n d_i)^2}{n(n-1)}}. \quad (3.26)$$

Определяем критическое значение t-критерия ($t_{\text{двухст.кр.}}$) по таблице критических точек распределения Стьюдента для двусторонней критической области по заданному уровню значимости (принимаем $\alpha = 0,05$) и числу степеней свободы ($k = n - 1 = 11$):

$$t_{\text{двухст.кр.}}(0,05; 11) = 2,20.$$

Нулевая гипотеза (H_0) о равенстве двух средних совокупностей $T_{\text{факт}}$ и $T_{\text{расч}}$ принимается, если выполняется условие

$$|t_{\text{набл}}| < t_{\text{двухст.кр.}} \quad (3.27)$$

Если условие (3.27) не соблюдается, то необходимо откорректировать краевые условия

I рода на верхней границе модели и провести следующий цикл расчетного моделирования.

Таким образом, по разработанному алгоритму (см. рисунок 3.6) методом последовательных итераций определяются необходимые краевые условия I рода на верхней границе модели, позволяющие достичь сходимости результатов расчетного моделирования и фактических измерений температуры многолетнемерзлых грунтов на глубине 1 м.

Для решаемой задачи подобранные краевые условия I рода на верхней границе модели представлены на рисунке 3.7, а результаты моделирования представлены в таблице 3.3.

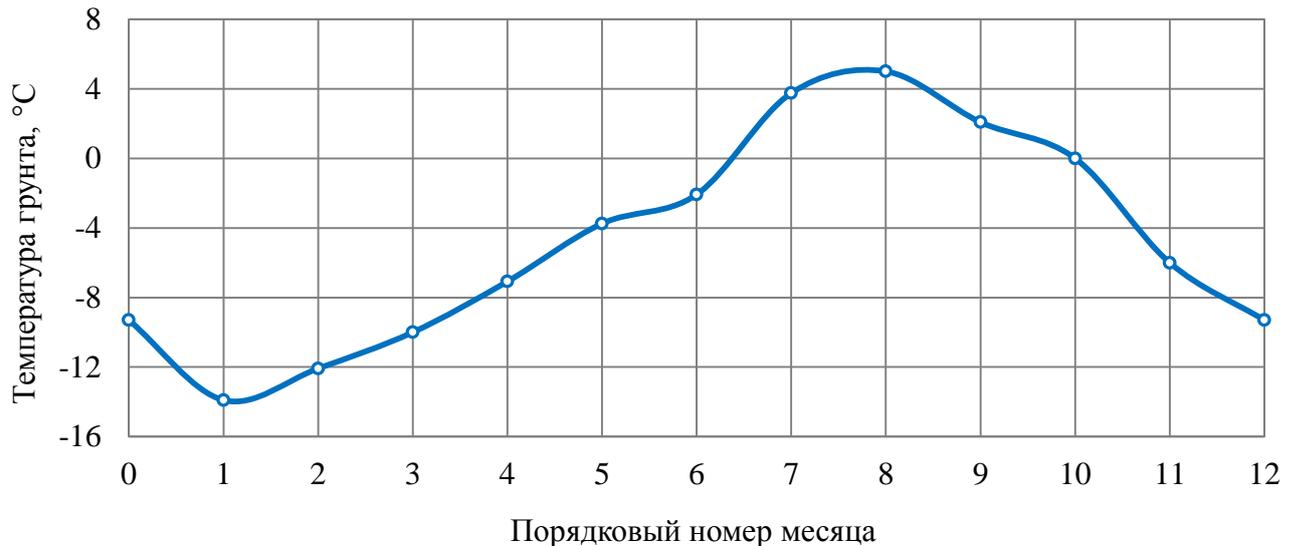


Рисунок 3.7 – Подбранная годовая динамика температуры на верхней поверхности грунта

Таблица 3.3 – Рассчитанные значения среднемесячных температур грунта на разной глубине

Глубина замера, м	Среднемесячная температура грунта, °C					
	Январь	Февраль	Март	Апрель	Май	Июнь
0*	-13,90	-12,08	-10,00	-7,08	-3,75	-2,08
1	-9,20	-9,96	-9,19	-7,60	-5,41	-3,75
2	-6,25	-7,74	-7,93	-7,29	-6,01	-4,70
3	-4,40	-5,84	-6,55	-6,54	-5,95	-5,09
4	-3,39	-4,46	-5,31	-5,65	-5,53	-5,08
5	-2,93	-3,59	-4,34	-4,80	-4,96	-4,82
6	-2,79	-3,12	-3,64	-4,10	-4,38	-4,45
7	-2,77	-2,89	-3,21	-3,56	-3,88	-4,06
8	-2,76	-2,79	-2,97	-3,22	-3,50	-3,72
9	-2,73	-2,75	-2,85	-3,01	-3,25	-3,47
10*	-2,68	-2,74	-2,81	-2,89	-3,14	-3,31

Продолжение таблицы 3.3

Глубина замера, м	Среднемесячная температура грунта, °С					
	Июль	Август	Сентябрь	Октябрь	Ноябрь	Декабрь
0*	3,75	5,00	2,08	0,00	-6,00	-9,3
1	-0,73	1,51	0,89	0,03	-2,75	-5,96
2	-2,99	-1,04	-0,35	-0,64	-1,64	-3,85
3	-4,04	-2,64	-1,69	-1,46	-1,66	-2,79
4	-4,44	-3,54	-2,71	-2,23	-2,08	-2,47
5	-4,49	-3,95	-3,33	-2,82	-2,53	-2,53
6	-4,33	-4,05	-3,64	-3,20	-2,88	-2,7
7	-4,09	-3,97	-3,72	-3,38	-3,07	-2,84
8	-3,83	-3,80	-3,64	-3,39	-3,12	-2,89
9	-3,59	-3,59	-3,46	-3,25	-3,04	-2,84
10*	-3,38	-3,35	-3,17	-3,01	-2,84	-2,68
* Краевые условия на границах расчетной модели.						

Для оценки сходимости результатов фактической термометрии и расчетного моделирования в целом по массиву грунта, проводится анализ по условиям (3.20) и (3.27) по всем контрольным сечениям на глубинах от 1 до 9 м. Результаты расчета наблюдаемых значений коэффициента корреляции Пирсона ($r_{\text{набл}}$) и t-критерия ($t_{\text{набл}}$) представлены в таблице 3.4.

Таблица 3.4 – Рассчитанные значения коэффициента корреляции Пирсона ($r_{\text{набл}}$) и t-критерия ($t_{\text{набл}}$)

Параметр	Значение параметра в сечении								
	1 м	2 м	3 м	4 м	5 м	6 м	7 м	8 м	9 м
$r_{\text{набл}}$	0,999	0,999	0,994	0,988	0,980	0,982	0,980	0,988	0,981
$ t_{\text{набл}} $	1,898	1,821	1,119	0,7234	5,147	10,203	15,107	45,627	33,812

Анализируя данные таблицы 3.4, можно сделать вывод, что во всех сечениях выполняется условие (3.20), следовательно, фактические и рассчитанные годовые динамики среднемесячных температур являются линейно коррелируемыми и подобными друг другу.

В первых четырех сечениях (1 – 4 м) также выполняется условие (3.27), поэтому можно утверждать о равенстве средних значений фактических и рассчитанных данных. Следовательно, в рамках расчетной модели правильно назначены граничные условия, физические и теплофизические характеристики грунта.

В сечениях 5 – 9 м условие (3.27) не выполняется, следовательно, в этих сечениях имеются систематические отклонения рассчитанных данных от фактических измерений. Если сравнить соответствующие значения таблиц 3.2 и 3.3, то видно, что рассчитанные значения ниже фактических (в среднем на 0,2 °С), данное явление можно связать с изменением теплофизических характеристик грунтов, расположенных ниже уровня 4 м.

В целом на массиве многолетнемерзлого грунта при заданных нагрузках с высокой достоверностью воспроизводятся естественные температурные условия, следовательно, на границах расчетной модели (см. рисунок 3.1) принимаются следующие краевые условия:

- верхняя граница – краевое условие I рода (см. рисунок 3.7 и таблицу 3.3);
- боковые границы – краевые условия II рода – нулевой температурный поток;
- нижняя граница – краевое условие I рода (см. рисунок 3.5 и таблицу 3.3).

Также к модели прикладывается дополнительная стационарная тепловая нагрузка, отображающая наличие постоянной температуры 7 °С внутри газопровода.

Исходная температура всей расчетной модели в момент времени $\tau_0 = 0$ с принимается равной среднему значению по массиву грунта – минус 3 °С.

Период моделирования принимается равным четырем годовым циклам – $\tau_k = 126144000$ с. Данное условие позволит получить стабилизированные между циклами данные и исключить влияние принимаемого значения исходной температуры расчетной модели. Съёмка показателей годовой динамики температуры в грунте осуществляется по четвертому годовому циклу.

3.3 Моделирование теплового взаимодействия в системе «околотрубный грунт – теплоизолированный газопровод» при равномерной дефектности теплоизоляции

На данном этапе расчетного моделирования принимаются идеализированные случаи, при которых дефектность теплоизоляции равномерна по всей окружности трубопровода и ее значения изменяются от $\omega = 0$ % (идеальное состояние: плотное прилегание сегментов друг к другу, отсутствие прямых мостиков тепла) до $\omega = 100$ % (отсутствие теплоизоляции).

Всего проводится 14 расчетных вариаций моделирования:

- при дефектности от 0 до 30 % шаг изменения показателя составлял 5 %;
- при дефектности от 30 до 100 % шаг изменения показателя составлял 10 %.

Примеры результатов расчетов годовых динамик температурного поля околотрубного пространства представлены в визуальном виде для двух крайних расчетных случаев дефектности теплоизоляции: $\omega = 0$ % (идеальное состояние) и $\omega = 100$ % (отсутствие теплоизоляции).

Температурно-градиентная окраска визуальных результатов расчетов приведена к единому виду в соответствии с классификацией состояния грунта, принятой в СП 25.13330.2020 [3]:

- талое (температура грунта $0\text{ }^{\circ}\text{C}$ или выше: $t \geq 0\text{ }^{\circ}\text{C}$);
- охлажденное (температура грунта ниже $0\text{ }^{\circ}\text{C}$ и выше температуры начала замерзания: $0\text{ }^{\circ}\text{C} < t < t_{bf}$);

- мерзлое (температура грунта ниже или равна температуре начала замерзания: $t \leq t_{bf}$).

Результаты моделирования при дефектности теплоизоляции $\omega = 0\text{ }%$ (идеальное состояние) представлены на рисунках 3.8 и 3.9.

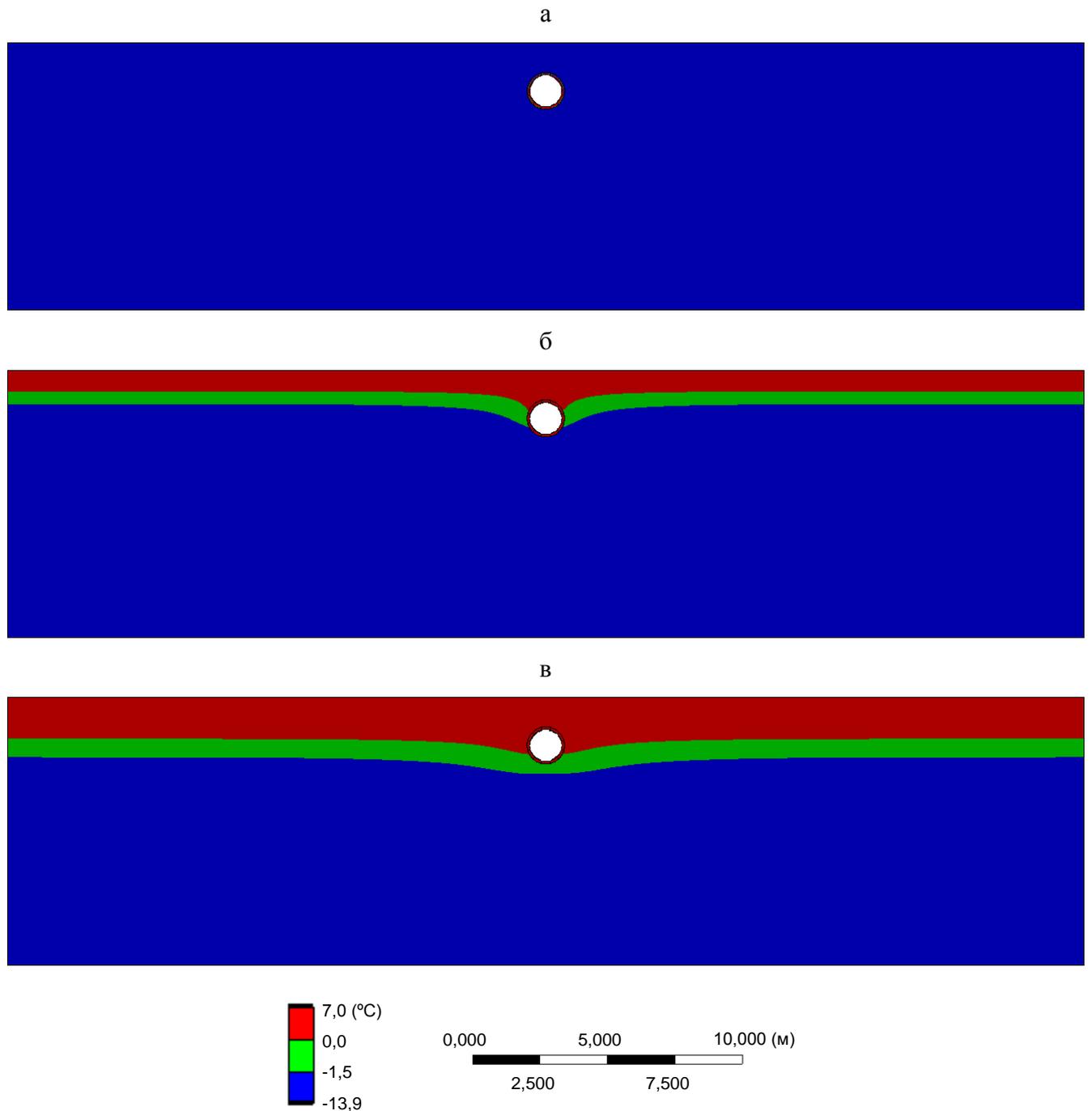
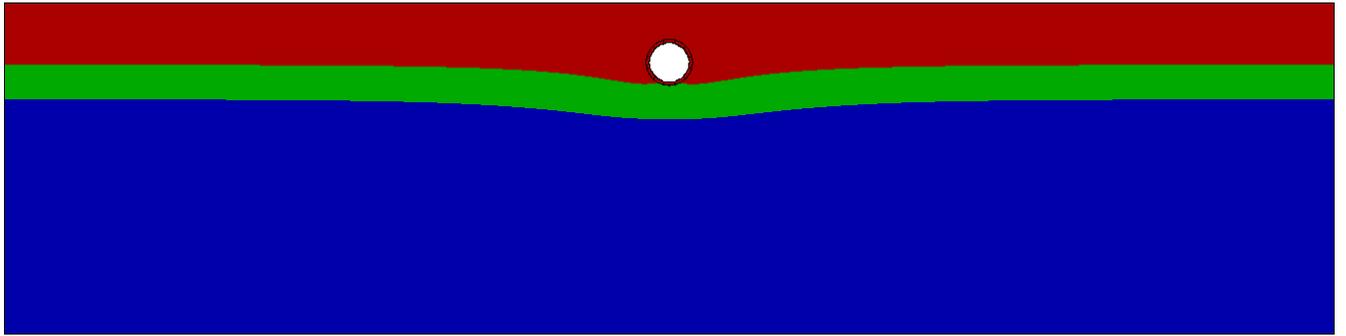


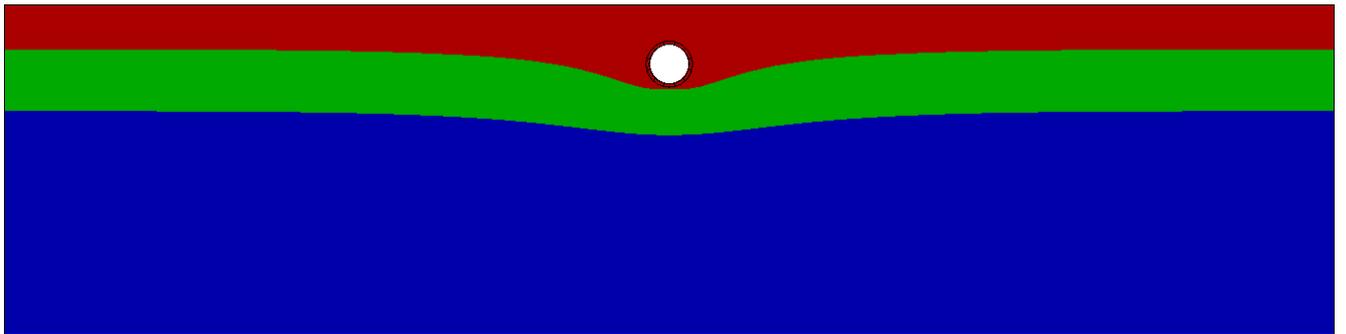
Рисунок 3.8 – Результаты моделирования температурного поля грунта околотрубного пространства при идеальном состоянии сегментного теплоизоляционного покрытия ($\omega = 0\text{ }%$):

а – с января по июнь; б – июль, в – август

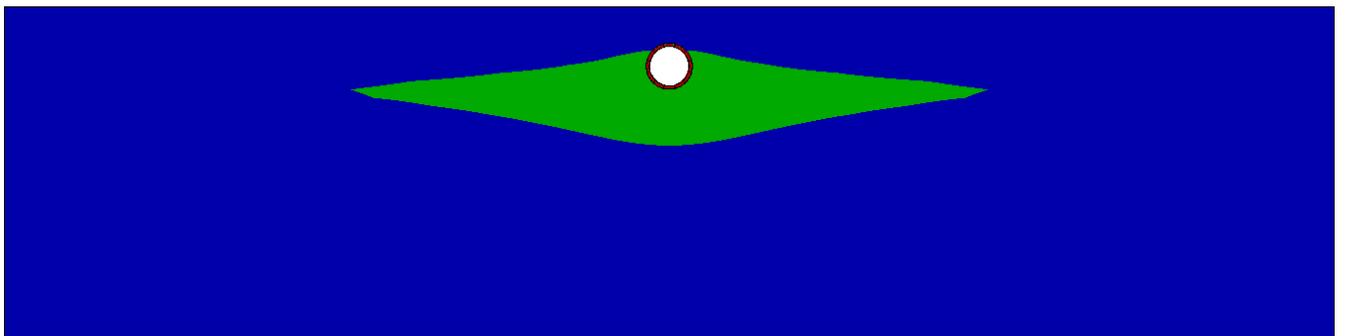
а



б



в



г

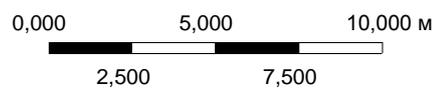
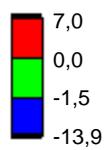
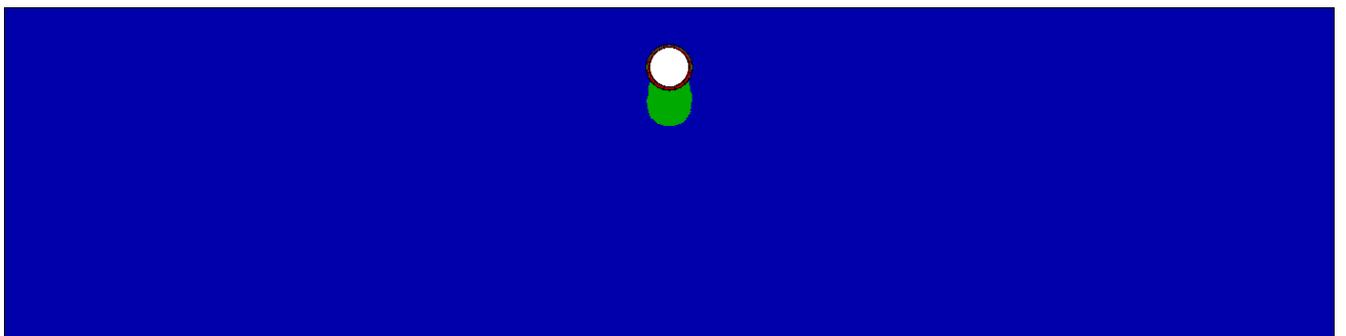


Рисунок 3.9 – Результаты моделирования температурного поля грунта околотрубного пространства при идеальном состоянии сегментного теплоизоляционного покрытия ($\omega = 0\%$):
а – сентябрь; б – октябрь; в – ноябрь; г – декабрь

На основании анализа результатов моделирования (см. рисунки 3.8 и 3.9) получены следующие выводы:

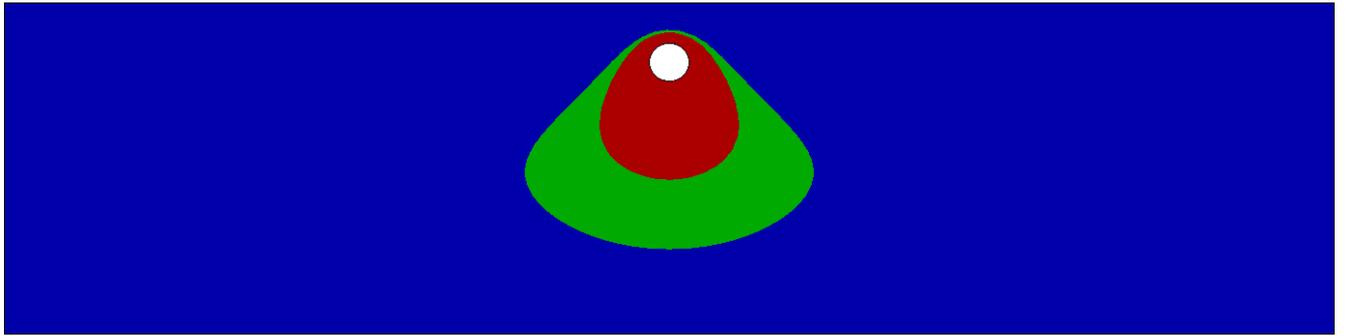
- при идеальном состоянии теплоизоляции $\omega = 0 \%$ в течение полугода (с января по июнь) околотрубный грунт находится в стабильно мерзлом состоянии;
- в июле под воздействием теплого атмосферного фронта приповерхностный слой грунта переходит в талое состояние, при этом температурное поле вблизи трубопровода искажается, и уровень мерзлого грунта опускается до зоны нижней трети трубопровода;
- с августа по октябрь условная граница мерзлоты располагается значительно ниже, чем уровень нижней образующей газопровода, максимальная глубина проникновения теплого фронта в грунт фиксируется в октябре месяце и составляет 4 м (на оси симметрии модели);
- в ноябре за счет активного воздействия холодного атмосферного фронта приповерхностный слой грунта переходит в мерзлое состояние, при этом прогретый в летний период нижележащий слой еще имеет температуру выше начала замерзания грунта, таким образом в нижней зоне газопровода образуется линза охлажденного грунта;
- в течение двух месяцев размеры линзы охлажденного грунта уменьшаются и к январю весь околотрубный грунт промерзает.

По результатам проведенных расчетов (см. рисунки 3.8 и 3.9, таблицу 3.3) установлено, что оттаивание околотрубного мерзлого грунта возможно при условии одновременного воздействия тепловых потоков, проходящих от поверхности грунта в периоды положительных среднесуточных температур и от труб через слой теплоизоляционного покрытия [121]. Следовательно, принятая проектом теплоизоляция из экструзионного пенополистирола толщиной 100 мм в условиях ее идеального состояния стабилизирует и минимизирует теплообмен между грунтом и газопроводом, годовая динамика температурных полей околотрубного грунта подчиняется естественным процессам теплообмена грунта и атмосферы, а изменение прямолинейной конфигурации изотерм вблизи трубопровода объясняется экранирующим эффектом от несплошности грунтовой среды в виде теплоизолированного газопровода.

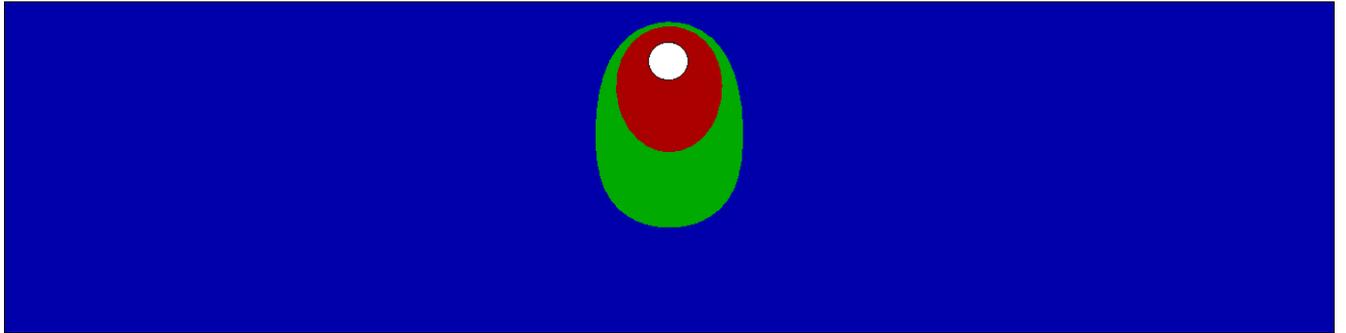
При увеличении дефектности теплоизоляции постепенно увеличиваются и размеры охлажденной и талой зон околотрубного грунта. Так, при равномерной дефектности $\omega = 5 \%$ в течение всего года в нижней зоне газопровода фиксируется наличие ореола охлажденного грунта, при дефектности $\omega = 15 \%$ ореол охлажденного грунта фиксируется вокруг всей поверхности газопровода, при дефектности $\omega = 25 \%$ вокруг газопровода имеется устойчивый ореол талого грунта.

Визуальные результаты моделирования по четырем месяцам (январь, апрель, июль и октябрь) при дефектности теплоизоляции $\omega = 100 \%$ (отсутствие теплоизоляционного покрытия) представлены на рисунке 3.10.

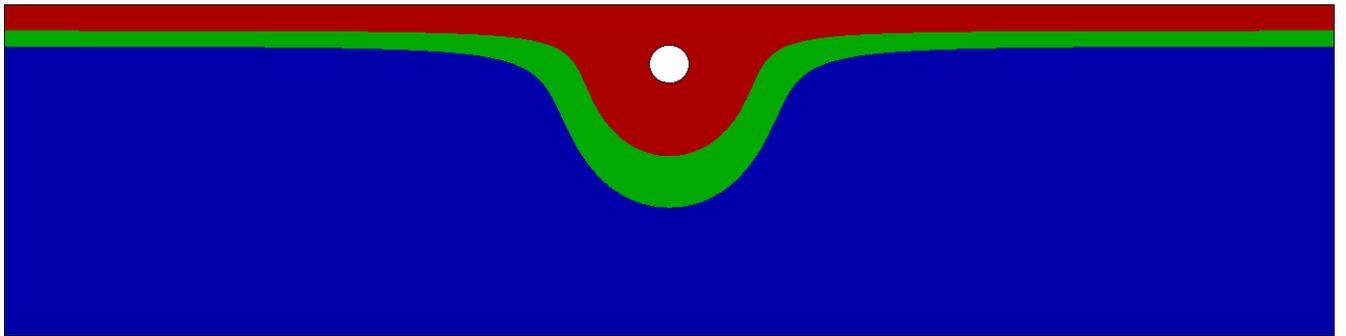
а



б



в



г

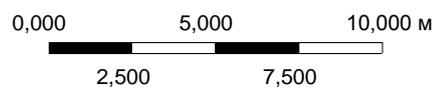
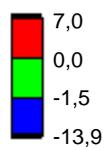
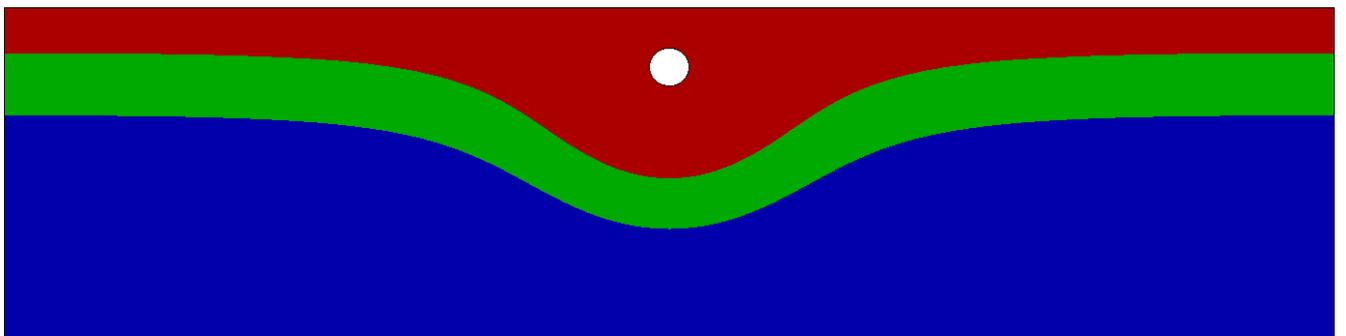


Рисунок 3.10 – Результаты моделирования температурного поля грунта околотрубного пространства при отсутствии теплоизоляционного покрытия ($\omega = 100\%$):
а – январь; б – апрель, в – июль; г – октябрь

При анализе результатов расчетного моделирования для случая отсутствия теплоизоляции ($\omega = 100\%$) получены следующие выводы:

- в течение всего года грунт околотрубного пространства находится в талом состоянии;
- минимальный ореол оттаивания околотрубного грунта фиксируется в апреле, в конце полугодического воздействия холодного атмосферного фронта;
- в мае и июне ореол оттаивания околотрубного грунта увеличивается незначительно относительно показателей апреля, но он постепенно перемещается к верхней границе грунта;
- в июле под воздействием теплого атмосферного фронта приповерхностный слой грунта переходит в талое состояние и сливается с ореолом оттаивания, сформированным вокруг трубы, в результате единый талый массив;
- с июля по октябрь размеры талого массива увеличиваются, максимальная глубина проникновения теплого фронта в грунт фиксируется в октябре месяце и составляет 6,8 м (на оси симметрии модели);
- в ноябре за счет активного воздействия холодного атмосферного фронта, приповерхностный слой грунта переходит в мерзлое состояние, вокруг трубопровода формируется линза из талого и охлажденного грунта, размеры которой в течение с ноября по апрель постепенно уменьшаются.

3.4 Моделирование теплового взаимодействия в системе «околотрубный грунт – теплоизолированный газопровод» для случаев наличия сквозного локального дефекта теплоизоляции при различном его ориентационном положении

На данном этапе расчетного моделирования определяется характер годовой динамики температурных полей грунта околотрубного пространства для следующих случаев:

- отсутствие одного из двенадцати сегментов трубной теплоизоляции (локальная дефектность $\omega = 8,3\%$);
- отсутствие трех сегментов трубной теплоизоляции (локальная дефектность $\omega = 25,0\%$);
- отсутствие пяти сегментов трубной теплоизоляции (локальная дефектность $\omega = 41,7\%$).

В рамках моделирования годовых динамик температурных полей околотрубного грунта для каждого расчетного случая должны воспроизводиться варианты различных часовых ориентаций центра дефектной зоны (от 0 до 12 ч с шагом в 1 ч). Для каждого расчетного случая дефектности теплоизоляции выполняется семь расчетных вариаций при часовой ориентации центра дефектной зоны 0 (12) ч – 6 ч. Результаты моделирования при часовой ориентации центра дефектной зоны 7 ч – 11 ч получаются путем отражения результатов для вариаций 5 – 1 ч относительно вертикальной оси симметрии расчетной модели.

Расчет для всех случаев и вариаций проводится для полного годового цикла с временным шагом протяженностью один месяц. Для оптимизации количества графического материала визуальные результаты моделирования представлены по апрелю и октябрю. Визуальные результаты моделирования представлены на рисунках 3.11 – 3.14.

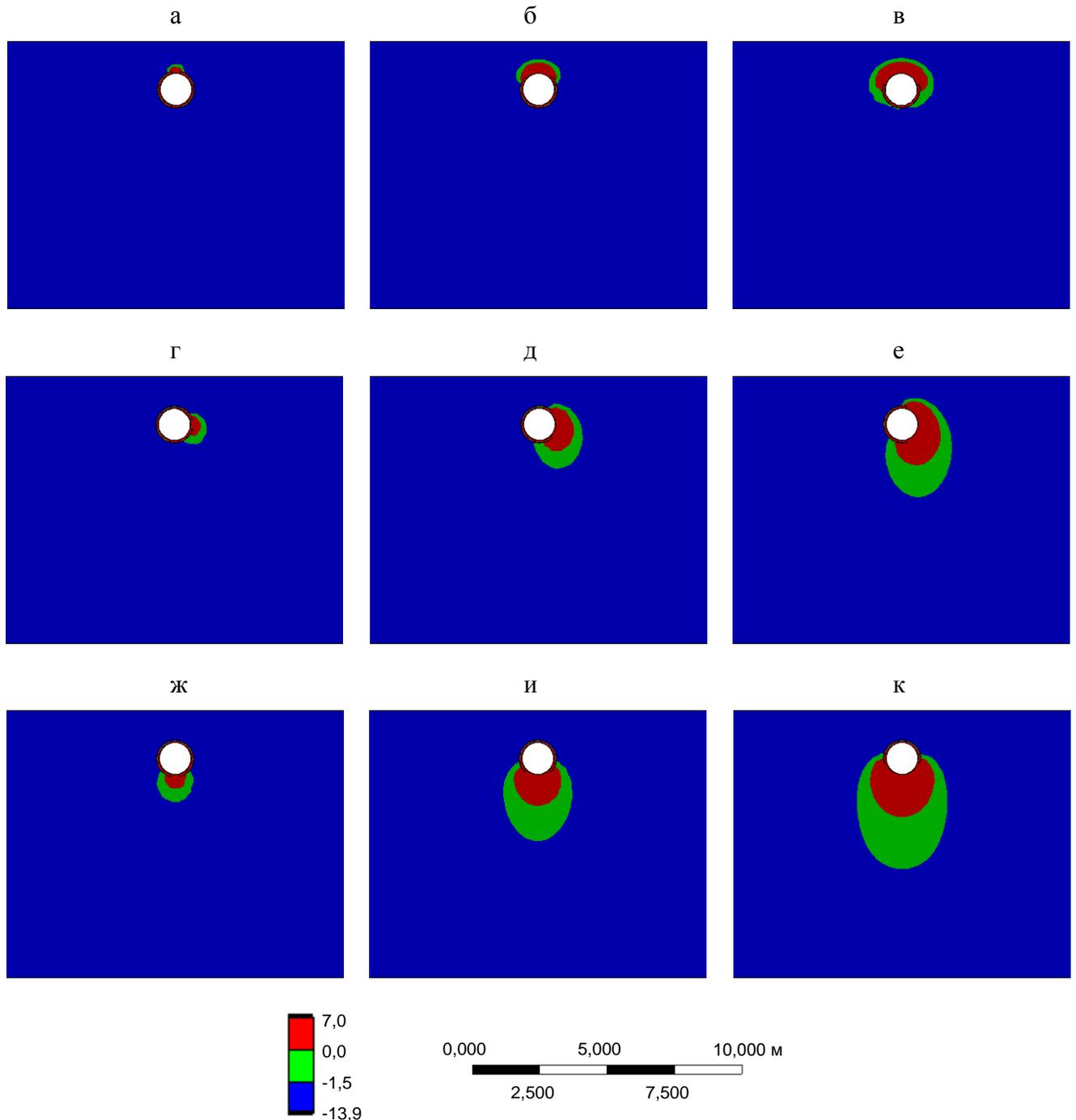


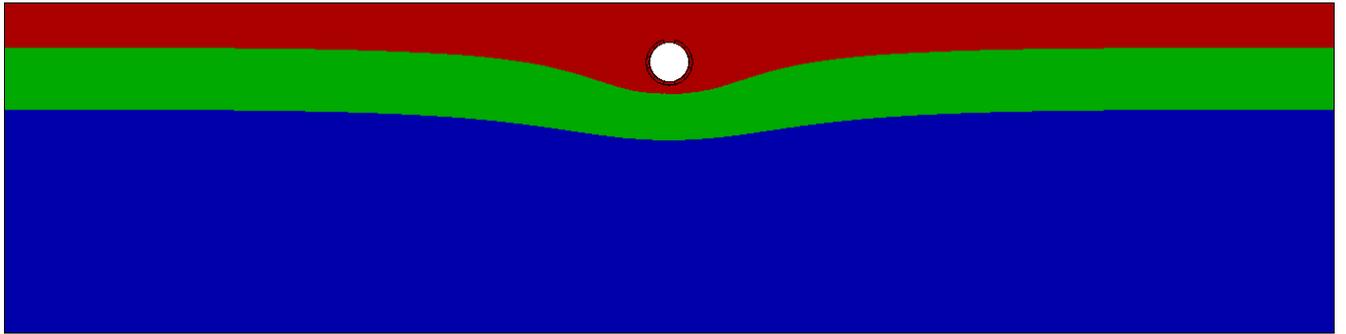
Рисунок 3.11 – Результаты моделирования температурного поля грунта околотрубного пространства в апреле при наличии локального дефекта теплоизоляции:

а, г, ж – отсутствие одного сегмента; б, д, и – отсутствие трех сегментов;

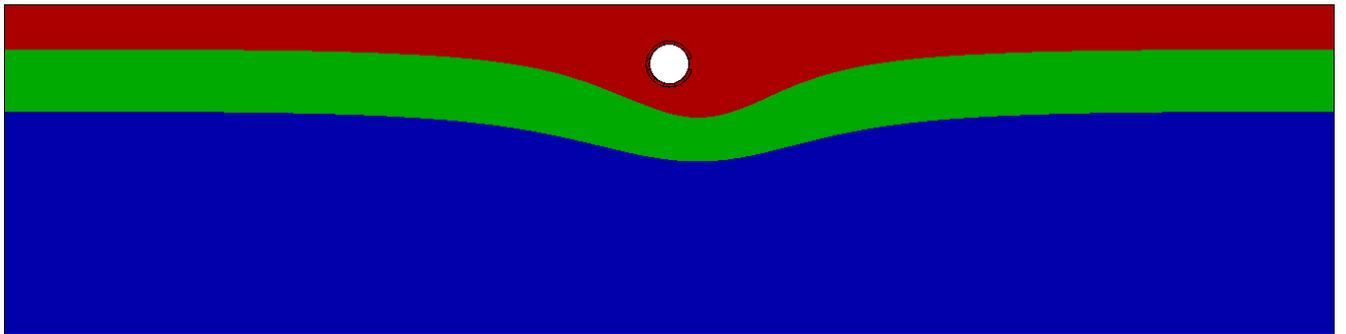
в, е, к – отсутствие пяти сегментов; при часовой ориентации центра дефектной зоны:

а, б, в – 0 (12) ч; г, д, е – 3 ч; ж, и, к – 6 ч

а



б



в

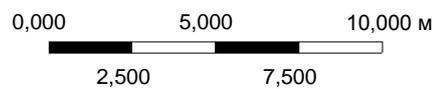
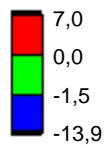
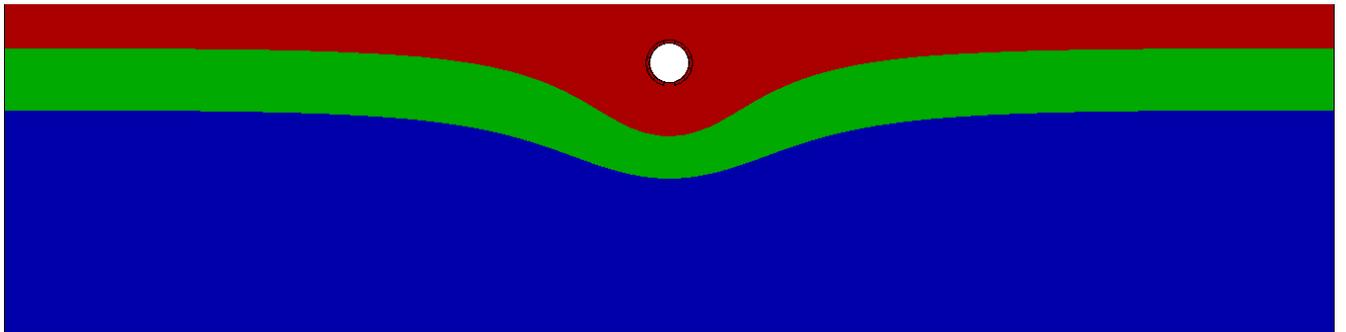
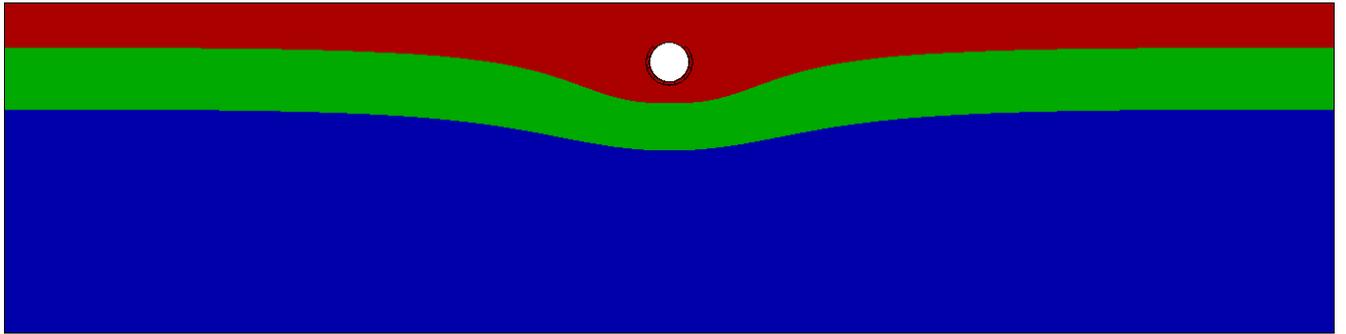


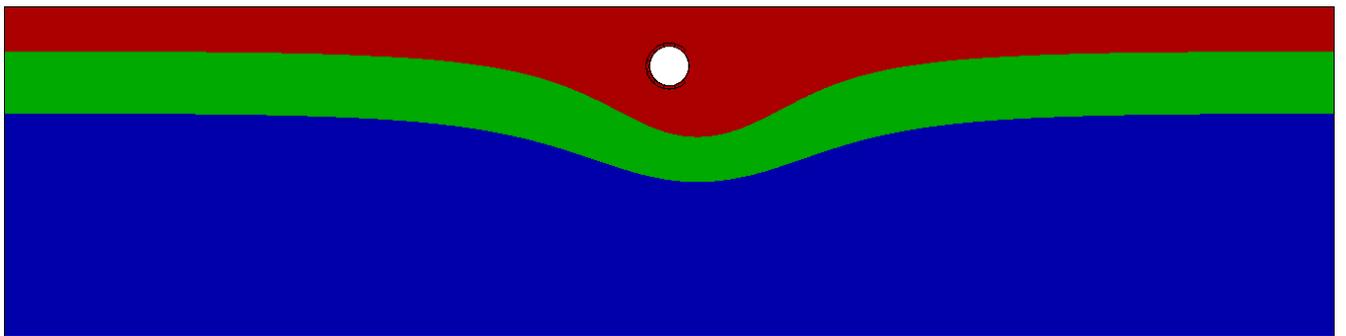
Рисунок 3.12 – Результаты моделирования температурного поля грунта околотрубного пространства в октябре при наличии локального дефекта теплоизоляции (отсутствие одного сегмента, дефектность $\omega = 8,3 \%$) при часовой ориентации центра дефектной зоны:

а – 0 (12) ч; б – 3 ч; в – 6 ч

а



б



в

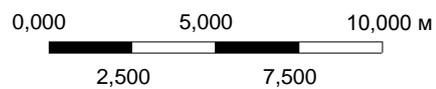
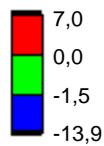
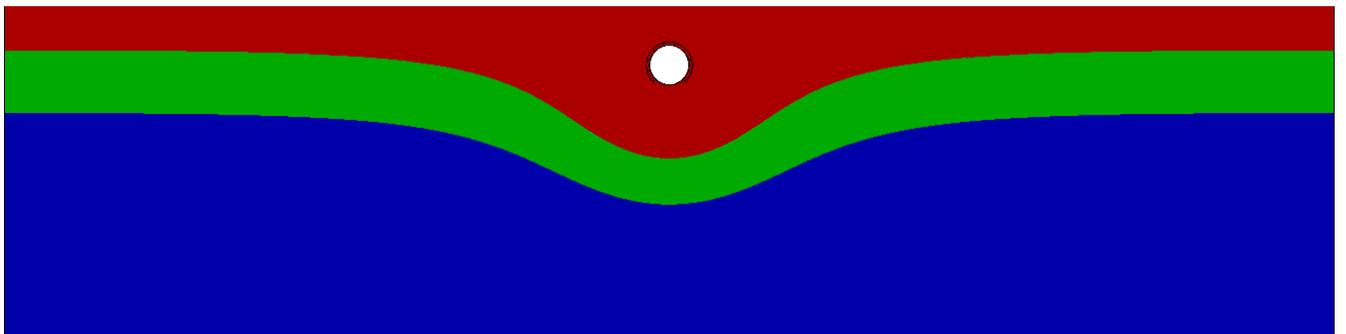
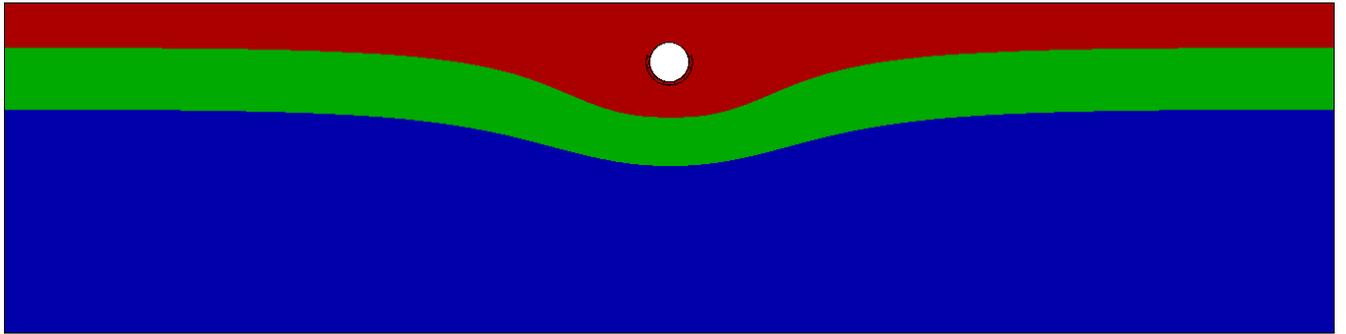


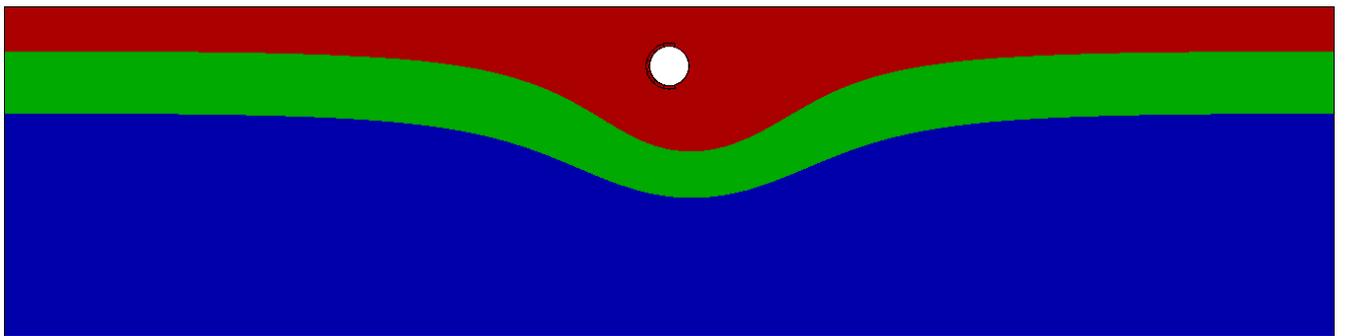
Рисунок 3.13 – Результаты моделирования температурного поля грунта околотрубного пространства в октябре при наличии локального дефекта теплоизоляции (отсутствие трех сегментов, дефектность $\omega = 25,0\%$) при часовой ориентации центра дефектной зоны:

а – 0 (12) ч; б – 3 ч; в – 6 ч

а



б



в

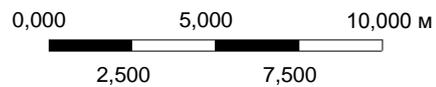
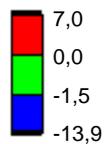
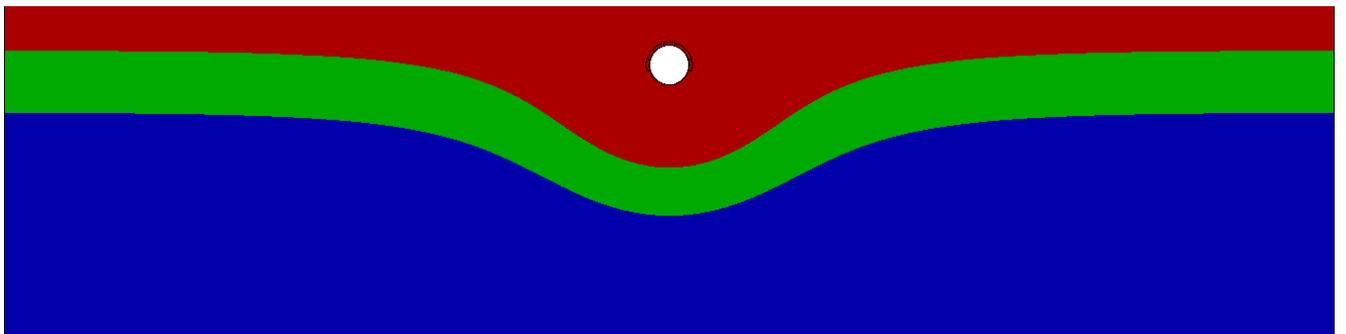


Рисунок 3.14 – Результаты моделирования температурного поля грунта околотрубного пространства в октябре при наличии локального дефекта теплоизоляции (отсутствие пяти сегментов, дефектность $\omega = 41,7\%$) при часовой ориентации центра дефектной зоны:

а – 0 (12 ч); б – 3 ч; в – 6 ч

При анализе результатов расчетного моделирования получены следующие выводы:

– в период с января по июнь характерно проявление локального оттаивания грунта в месте отсутствия теплоизоляционных сегментов, при этом, если разрушение теплоизоляционного покрытия происходит на верхней части трубы (10 ч – 2 ч), то минимальные

размеры ореола оттаивания фиксируются в феврале, если на нижней части трубы (3 ч – 9 ч) – то в марте или апреле;

- с июля по октябрь характерно наличие крупного талого массива, включающего в себя приповерхностный слой грунта и ореол оттаивания, сформированный вокруг трубы;

- в ноябре приповерхностный слой грунта промерзает, а вокруг газопровода формируется линза из талого и охлажденного грунта;

- если сквозной дефект теплоизоляции расположен в зоне верхней или нижней образующей трубы (0 (12) ч и 6 ч), то ореол оттаивания имеет симметричную форму относительно вертикального центра расчетной модели;

- если сквозной дефект теплоизоляции расположен на боковых поверхностях трубы (1 ч – 5 ч и 7 ч – 11 ч), то формируемый ореол оттаивания имеет несимметричную форму с горизонтальным смещением максимальной глубины промерзания от вертикального центра расчетной модели в сторону расположения дефекта;

- для каждого ориентационного положения дефектной зоны теплоизоляции имеется своя характерная форма ореола оттаивания околотрубного грунта;

- минимальная зона растепления околотрубного грунта фиксируется при расположении дефекта теплоизоляционного покрытия в области верхней образующей трубы (0 (12) ч), а максимальная – при наличии дефекта в области нижней образующей трубы (6 ч).

3.5 Обработка результатов расчетного моделирования

Для оценки влияния факторов дефектности теплоизоляции и ориентационного положения дефектной зоны на тепловое взаимодействие в системе «околотрубный грунт – теплоизолированный газопровод» выполняется анализ результатов проведенных расчетных моделирований.

Так как расчетное моделирование теплового взаимодействия теплоизолированного газопровода и околотрубного грунта реализовано на двухмерной модели, то в качестве показателя, отражающего интенсивность теплообменных процессов в системе, принимается годовая динамика суммарной площади талого и охлажденного грунта. Определение значений суммарных площадей талого и охлажденного грунта определено по результатам обработки в графическом редакторе визуальных результатов проведенных расчетных моделирований.

Значения суммарных площадей талого и охлажденного грунта для всех расчетных вариаций по каждому месяцу представлены в таблице 3.5. Данные в таблице приведены к единым условиям и представлены в каждой вариации для массива грунта, находящегося за пределом условной площади теплоизолированного газопровода.

Таблица 3.5 – Годовая динамика суммарной площади талого и охлажденного грунта околотрубного пространства при различных условиях расчетного моделирования

Месяц	Суммарная площадь талого и охлажденного грунта расчетной модели, м ²						
	При естественных условиях (МГ отсутствует)	При равномерной дефектности (ω)					
		0 %	5 %	10 %	15 %	20 %	25 %
Январь	0,000	0,000	8,293	16,916	22,147	25,643	28,129
Февраль	0,000	0,000	1,345	8,451	13,741	17,315	19,810
Март	0,000	0,000	0,643	3,984	8,442	11,931	14,478
Апрель	0,000	0,000	0,686	3,619	6,754	9,454	11,605
Май	0,000	0,000	1,647	5,433	8,541	10,998	12,921
Июнь	0,000	0,000	4,929	9,881	13,379	15,908	17,833
Июль	50,123	52,629	59,837	65,043	68,378	70,763	72,518
Август	88,317	92,218	100,98	105,923	109,122	111,336	112,957
Сентябрь	114,430	119,947	129,594	134,689	138,192	140,344	141,898
Октябрь	127,785	133,613	145,351	150,959	154,360	156,625	158,221
Ноябрь	0,000	26,963	52,503	62,893	68,749	72,525	75,179
Декабрь	0,000	1,355	18,990	28,565	34,194	37,850	40,413

Продолжение таблицы 3.5

Месяц	Суммарная площадь талого и охлажденного грунта расчетной модели при равномерной дефектности (ω), м ²							
	30 %	40 %	50 %	60 %	70 %	80 %	90 %	100 %
Январь	29,968	32,529	34,213	35,419	36,315	37,014	37,570	38,044
Февраль	21,662	24,213	25,924	27,121	28,000	28,683	29,230	29,335
Март	16,359	18,966	20,675	21,873	22,631	23,114	23,672	24,129
Апрель	13,323	15,766	17,417	18,589	19,485	20,153	20,701	21,127
Май	14,436	16,632	18,155	19,257	20,082	20,750	21,256	21,526
Июнь	19,321	21,468	22,891	23,918	24,727	25,344	25,842	26,181
Июль	73,872	75,792	77,110	78,036	78,740	79,292	79,730	80,313
Август	114,18	115,915	117,082	117,907	118,539	119,018	119,402	119,680
Сентябрь	143,061	144,703	145,786	146,571	147,156	147,604	147,966	148,430
Октябрь	159,419	161,536	162,618	163,413	164,001	164,464	164,821	164,916
Ноябрь	77,178	79,907	81,722	83,018	83,996	84,754	85,361	85,872
Декабрь	42,319	44,327	46,055	47,271	48,196	48,915	49,481	49,844

Продолжение таблицы 3.5

Месяц	Суммарная площадь талого и охлажденного грунта расчетной модели в случае отсутствия одного сегмента трубной теплоизоляции (локальная дефектность $\omega_{л} = 8,3\%$) при ориентации центра дефектной зоны, м ²						
	0 (12) ч	1 ч	2 ч	3 ч	4 ч	5 ч	6 ч
Январь	0,053	0,084	0,931	3,974	6,711	9,250	9,687
Февраль	0,049	0,069	0,155	0,583	1,183	2,140	2,426
Март	0,071	0,097	0,178	0,435	0,754	1,130	1,168
Апрель	0,136	0,181	0,285	0,548	0,786	1,105	1,112
Май	0,511	0,584	0,764	1,041	1,247	1,496	1,495
Июнь	1,781	1,943	2,367	2,745	2,762	2,901	2,768
Июль	53,930	54,409	55,646	57,278	58,753	59,877	60,275
Август	94,027	94,520	96,039	97,893	99,756	101,235	101,746
Сентябрь	121,951	122,494	124,146	126,336	128,275	129,863	130,458
Октябрь	136,511	137,203	139,001	141,665	144,040	145,941	146,536
Ноябрь	34,092	35,639	39,637	45,315	48,080	52,284	52,486
Декабрь	4,381	5,972	9,377	13,048	16,102	18,832	19,297

Продолжение таблицы 3.5

Месяц	Суммарная площадь талого и охлажденного грунта расчетной модели в случае отсутствия трех сегментов трубной теплоизоляции (локальная дефектность $\omega_{л} = 25,0\%$) при ориентации центра дефектной зоны, м ²						
	0 (12) ч	1 ч	2 ч	3 ч	4 ч	5 ч	6 ч
Январь	1,263	3,305	7,833	12,458	17,410	19,912	21,449
Февраль	0,392	0,574	1,842	4,818	9,116	11,771	13,218
Март	0,493	0,649	1,353	2,516	4,767	6,559	7,713
Апрель	0,783	0,950	1,618	2,510	3,937	4,929	5,588
Май	1,709	1,932	2,684	3,596	4,857	5,693	6,175
Июнь	3,929	4,269	5,357	6,663	8,307	9,071	9,588
Июль	56,357	57,067	59,090	61,733	64,566	66,646	67,292
Август	96,690	97,443	99,709	102,605	105,983	107,940	108,882
Сентябрь	124,856	125,527	128,187	131,456	134,464	137,011	137,787
Октябрь	139,959	141,125	143,712	147,529	151,116	153,372	154,519
Ноябрь	44,240	46,319	51,022	56,672	61,752	64,391	66,022
Декабрь	11,865	13,175	17,733	22,397	27,863	30,719	32,250

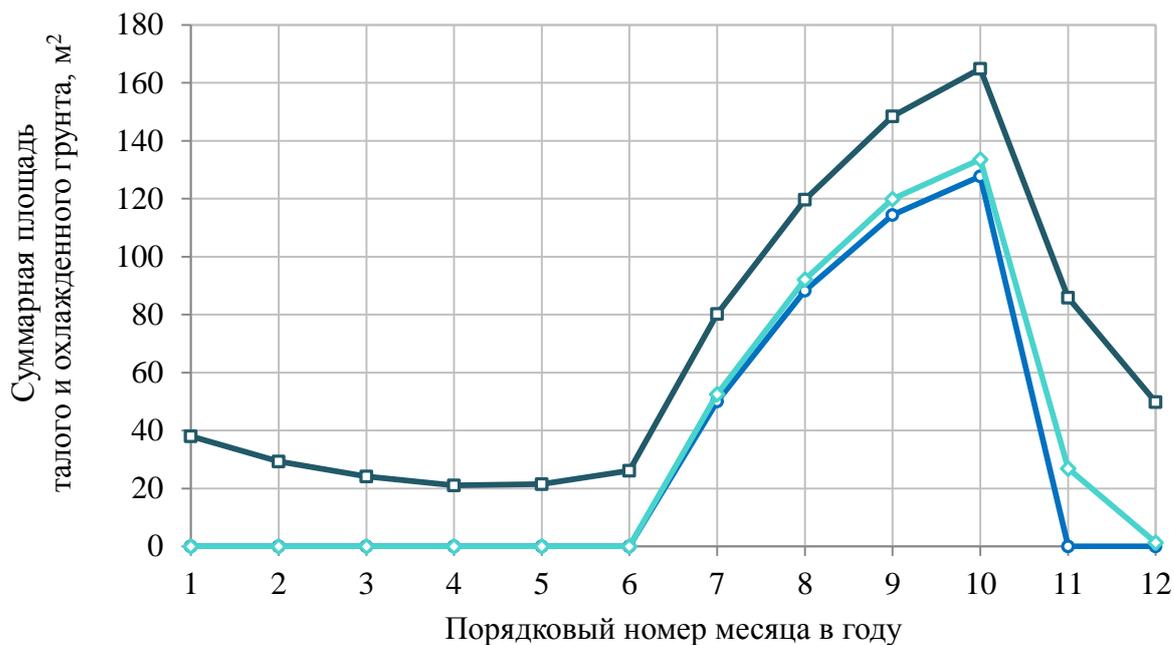
Продолжение таблицы 3.5

Месяц	Суммарная площадь талого и охлажденного грунта расчетной модели в случае отсутствия пяти сегментов трубной теплоизоляции (локальная дефектность $\omega_{л} = 41,7\%$) при ориентации центра дефектной зоны, м ²						
	0 (12) ч	1 ч	2 ч	3 ч	4 ч	5 ч	6 ч
Январь	10,141	11,497	14,999	20,173	24,102	27,685	28,048
Февраль	2,143	3,642	7,167	12,225	16,114	19,031	20,100
Март	1,459	2,226	3,807	7,044	10,788	13,634	14,283
Апрель	2,010	2,607	3,696	5,808	8,204	10,432	11,021
Май	3,837	4,206	5,238	7,119	9,062	10,877	11,326
Июнь	7,516	8,058	9,159	11,245	13,453	15,484	15,898
Июль	60,571	61,235	63,587	66,739	69,854	72,168	72,994
Август	100,986	102,000	104,388	107,574	110,774	113,186	114,075
Сентябрь	129,409	130,451	133,014	136,316	139,630	142,367	143,127
Октябрь	145,235	146,236	148,852	152,479	156,011	158,495	159,564
Ноябрь	54,136	56,798	59,620	66,007	70,025	73,682	74,688
Декабрь	21,348	22,557	25,893	30,815	35,630	39,045	39,714

Визуальное сопоставление годовой динамики суммарных площадей талого и охлажденного грунта модели представлено на рисунке 3.15 для трех критических условий расчета: естественные условия (газопровод отсутствует), газопровод оборудован бездефектной теплоизоляцией ($\omega = 0\%$), газопровод не оборудован теплоизоляцией ($\omega = 100\%$).

Из рисунка 3.15 отчетливо прослеживается общая тенденция годовой динамики суммарных площадей талого и охлажденного грунта модели для всех трех критических условий расчета. Очевидно, что данные годовые динамики для всех расчетных случаев наличия газопровода, оборудованного дефектной теплоизоляцией, будут находиться между кривыми, полученными для критических расчетных случаев наличия газопровода, оборудованного бездефектной теплоизоляцией и необорудованного теплоизоляцией.

В представленных результатах расчетного моделирования теплового взаимодействия в системе «газопровод – мерзлый грунт» учтено одновременное протекание двух независимых процессов: естественного теплообмена грунта и атмосферы и непосредственного теплообмена газопровода и мерзлоты. Из рисунка 3.15 видно, что превышение графиков для расчетных случаев наличия газопровода, оборудованного бездефектной теплоизоляцией и необорудованного теплоизоляцией, над кривой естественного растепления обуславливается изучаемым теплообменом газопровода и грунта и экранирующим эффектом газопровода, выполняющего роль несплошности грунтового массива.



Условия моделирования:
—○— Естественное залегание грунта
—◇— Газопровод оборудован бездефектной теплоизоляцией
—□— Газопровод не оборудован теплоизоляцией

Рисунок 3.15 – Годовая динамика рассчитанных суммарных площадей талого и охлажденного грунта модели

Так как с ноября по июнь суммарная площадь талого и охлажденного грунта модели в естественных условиях имеет нулевые значения, то из дальнейшего анализа данные, полученные для этого расчетного периода, необходимо исключить.

Если сопоставить расчетные графики естественного растепления грунта и случая наличия газопровода, оборудованного бездефектной теплоизоляцией, в период с июля по октябрь, то отчетливо видно, что чем дольше продолжительность воздействия теплого атмосферного фронта, тем значительнее отклонения между ними. При этом в июле граница естественного растепления грунта находится выше уровня верха трубопровода (см. рисунок 3.8, б), а в период с августа по октябрь – ниже (см. рисунки 3.8, в; 3.9, а; 3.9, б), следовательно, влияние экранирующего эффекта газопровода на искажение прямолинейной формы изотермы границы мерзлого грунта максимален в июле месяце. Учитывая вышесказанное, дальнейший анализ проводится, основываясь на результатах моделирований, полученных для периода с августа по октябрь.

Для начала выполняется оценка изменения рассчитанных суммарных площадей талого и охлажденного грунта модели в период с августа по октябрь при обустройстве газопровода теплоизоляцией различной равномерной дефектностью. Графики представлены на рисунке 3.16

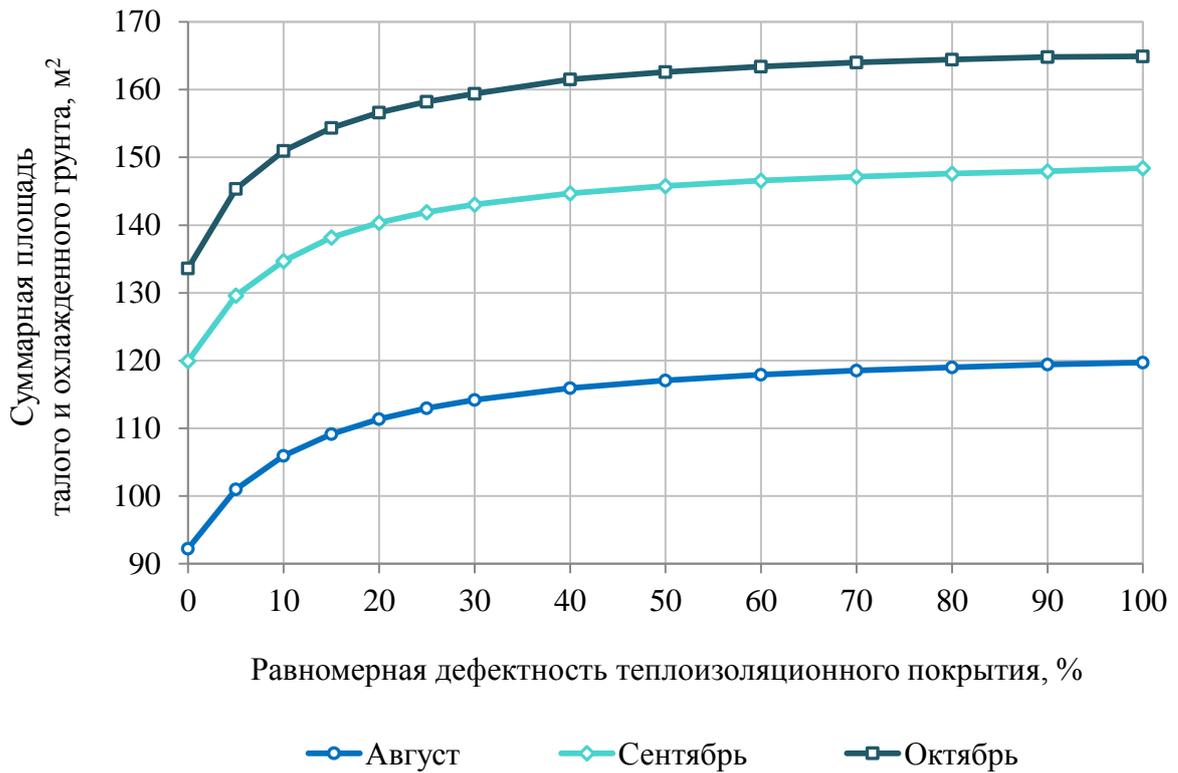


Рисунок 3.16 – Рассчитанные суммарные площади талого и охлажденного грунта модели при обустройстве газопровода теплоизоляцией различной равномерной дефектности

Анализируя результаты расчетного моделирования, представленные на рисунке 3.16, видно, что полученные зависимости носят сложный полиномиальный характер. Для установления зависимости эффективности трубной теплоизоляции от степени ее равномерной дефектности по показателю суммарной площади талого и охлажденного грунта модели следует перейти к интервальной оценке, условия которой представлены в таблице 3.6.

Таблица 3.6 – Оценка интервального изменения эффективности трубной теплоизоляции по показателю суммарной площади талого и охлажденного грунта расчетной модели

Показатель	Значения показателя		
	0	$\omega \in (0; 100)$	100
Равномерная дефектность трубной теплоизоляции, %	0	$\omega \in (0; 100)$	100
Суммарная площадь талого и охлажденного грунта расчетной модели, м ²	S_0	S_ω	S_{100}
Эффективность трубной теплоизоляции, доли ед.	1	$1 - \frac{S_\omega - S_0}{S_{100} - S_0}$	0

Искомая зависимость эффективности трубного теплоизоляционного покрытия при различной степени его дефектности, усредненная для результатов расчетного моделирования в период с августа по октябрь (см. таблицу 3.5 и рисунок 3.16), представлена на рисунке 3.17.

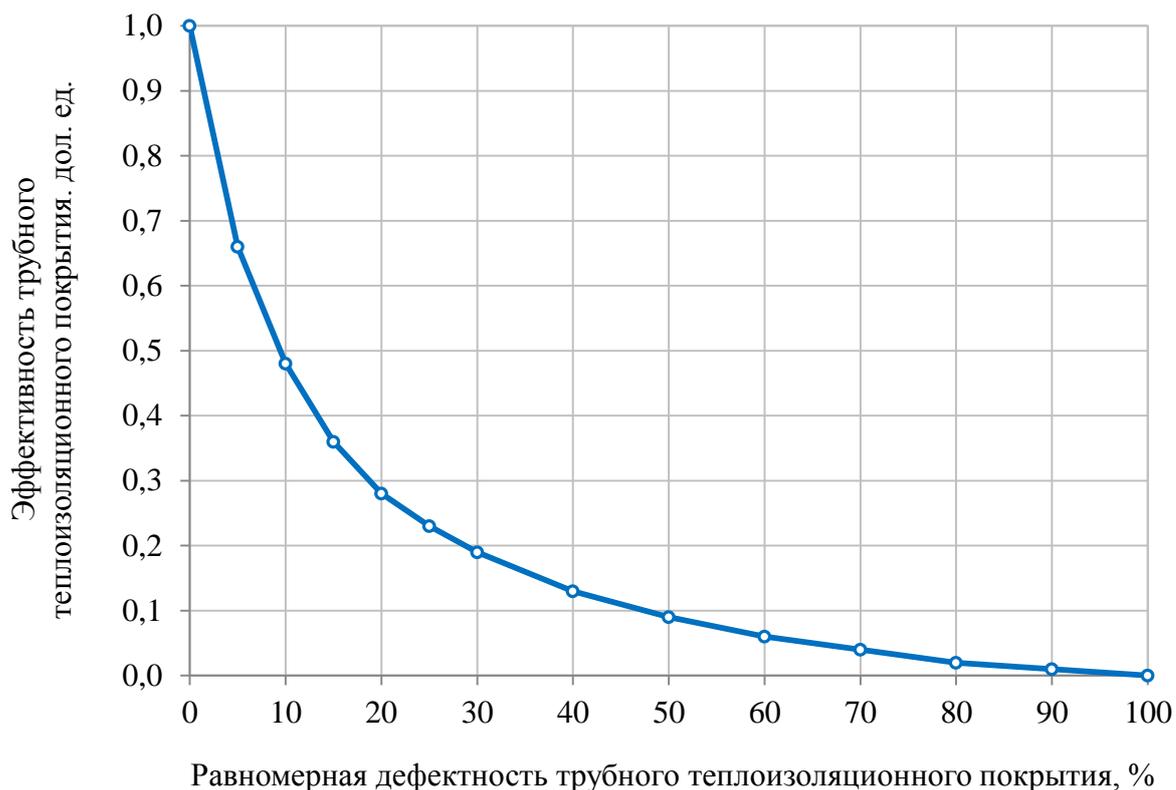


Рисунок 3.17 – Динамика эффективности трубной теплоизоляции из экструзионного пенополистирола в зависимости от степени ее равномерной дефектности, определенной по показателю суммарной площади талого и охлажденного грунта расчетной модели

Представленная на рисунке 3.17 функция, отражающая зависимость эффективности трубной теплоизоляции из экструзионного пенополистирола от степени ее равномерной дефектности, носит сложный полиномиальный характер и не может быть описана простой функцией с высокой достоверностью аппроксимации.

Стоит отметить, что при увеличении равномерной дефектности трубного теплоизоляционного покрытия из экструзионного пенополистирола на участке от 0 до 30 % происходит резкое снижение ее эффективности:

- при равномерной дефектности $\omega = 3,0$ % эффективность теплоизоляции снижается на 20 % по сравнению с идеальным состоянием;
- при равномерной дефектности $\omega = 9,8$ % эффективность теплоизоляции составляет 50 %;
- при дефектности $\omega = 23,0$ % эффективность теплоизоляции – 25 %, что позволяет сделать вывод о ее полной непригодности для снижения теплообмена в системе «теплоизолированный газопровод – околотрубный грунт».

Из анализа опыта эксплуатации подземных газопроводов, оборудованных трубным сборным теплоизоляционным покрытием, можно сделать вывод, что случай равномерной дефектности теплоизоляции по всей поверхности трубы не встречается на практике, а является

идеализированным. Чаще всего встречаются одиночные локальные сквозные дефекты теплоизоляции, связанные с образованием зазора между сегментами или выпадением отдельного сегмента.

Если рассматривать случаи наличия локального дефекта теплоизоляционного покрытия, становится очевидным, что на фактическую эффективность дефектного покрытия в этом случае будет влиять одновременно два фактора: геометрический размер локальной дефектной зоны и ее ориентационное положение на теле трубы.

Влияние геометрического размера локальной дефектной зоны на эффективность трубного теплоизоляционного покрытия должна иметь сложную полиномиальную зависимость аналогичную, представленной на рисунке 3.17.

Влияние показателя ориентационного положения локальной дефектной зоны на эффективность трубного теплоизоляционного покрытия можно определить путем анализа результатов проведенных моделирований при идеализированных расчетных случаях наличия локального дефекта теплоизоляции (см. таблицу 3.5).

Визуальные результаты расчетных проведенных моделирований, предусматривающих отсутствие одного, трех или пяти сегментов трубной теплоизоляции при различных часовых ориентациях центра дефектной зоны, представлены на рисунках 3.18 – 3.20.

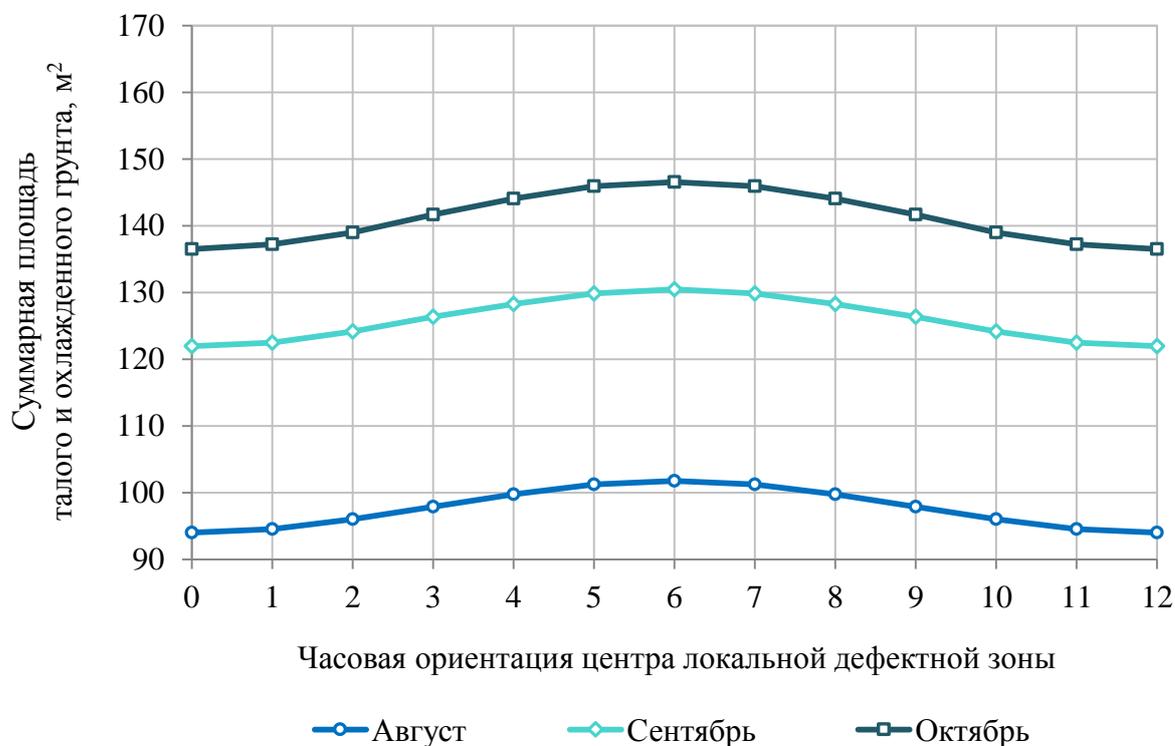


Рисунок 3.18 – Динамика рассчитанной суммарной площади талого и охлажденного грунта модели при отсутствии одного сегмента трубной теплоизоляции (локальная дефектность $\omega_{л} = 8,3\%$) в зависимости от ориентационного положения центра дефектной зоны

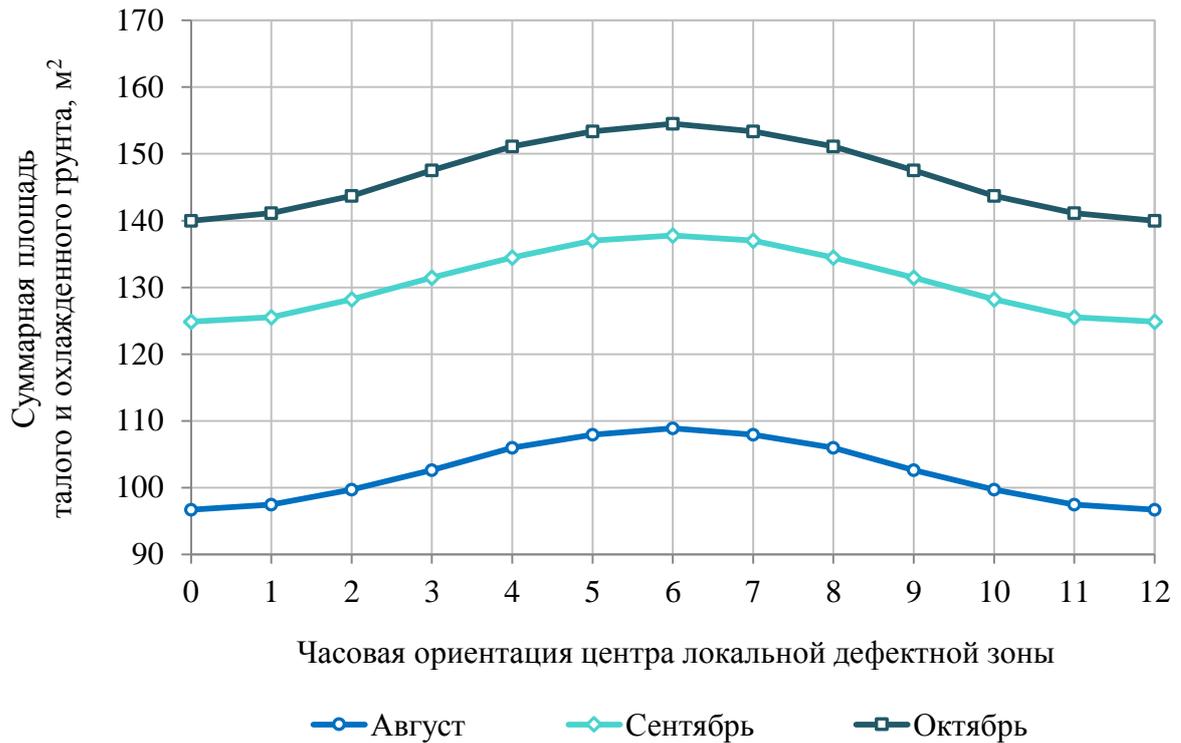


Рисунок 3.19 – Динамика рассчитанной суммарной площади талого и охлажденного грунта модели при отсутствии трех сегментов трубной теплоизоляции (локальная дефектность $\omega_{л} = 25,0\%$) в зависимости от ориентационного положения центра дефектной зоны

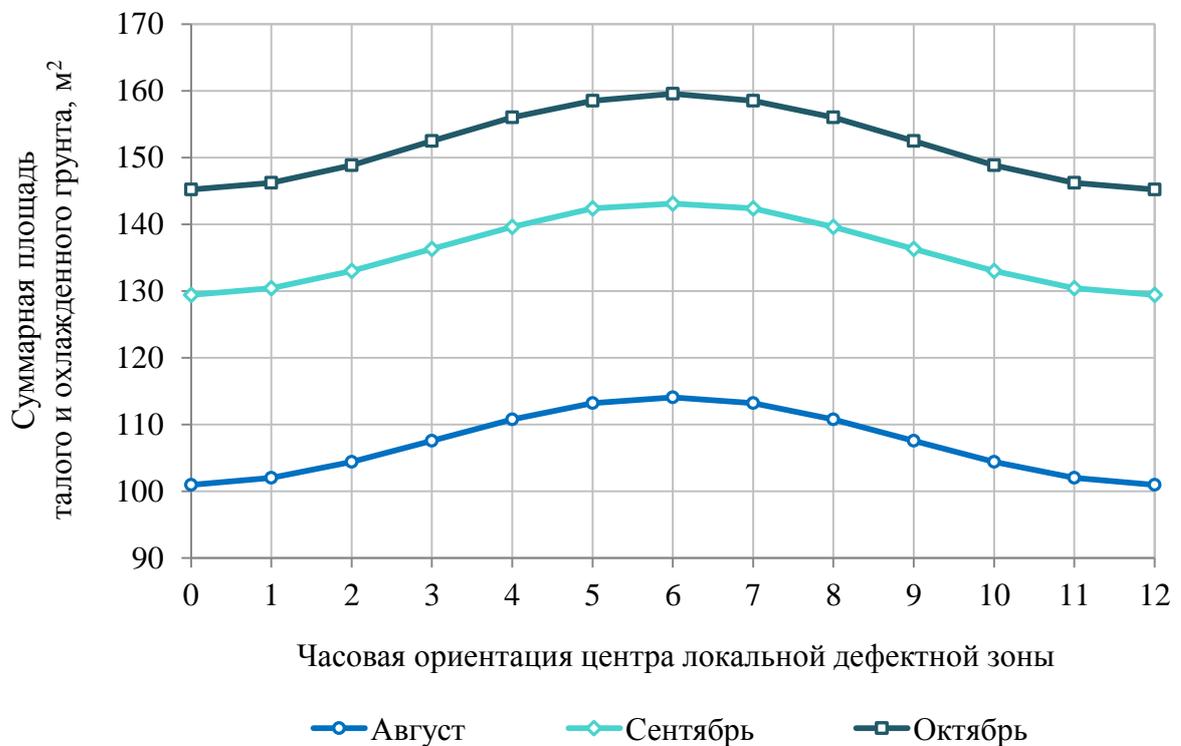


Рисунок 3.20 – Динамика рассчитанной суммарной площади талого и охлажденного грунта модели при отсутствии пяти сегментов трубной теплоизоляции (локальная дефектность $\omega_{л} = 41,7\%$) в зависимости от ориентационного положения центра дефектной зоны

Если сопоставить значения рассчитанных суммарных площадей талого и охлажденного грунта модели в случаях одинаковых локальной и равномерной дефектностей, то можно сделать вывод, что теплообмен газопровода и околотрубного грунта при равномерной дефектности протекает интенсивнее, чем при локальной дефектности в любом ориентационном положении. Например, при равномерной дефектности $\omega = 25\%$ суммарная площадь талого и охлажденного грунта модели в августе месяце составляет $112,957 \text{ м}^2$, аналогичный показатель при локальной дефектности $\omega_{\text{л}} = 25\%$ и часовой ориентации центра дефектной зоны 6 ч составляет $108,882 \text{ м}^2$ (см. таблицу 3.5).

Из рисунков 3.18 – 3.20 следует, что динамика рассчитанной суммарной площади талого и охлажденного грунта модели, в зависимости от ориентационного положения центра дефектной зоны, носит гармонический характер. При этом, зная значения суммарной площади для двух расчетных ориентационных положений центра дефектной зоны 0 (12) ч и 6 ч, можно определить аналогичную величину для любого x -ого ориентационного положения ($S_{i,x}$, м^2) (с уровнем достоверности аппроксимации $R^2 = 0,989$) по формуле

$$S_{i,x} = S_{i,0} + \frac{S_{i,6} - S_{i,0}}{2} \cdot (\sin(x + \pi) + 1), \quad (3.28)$$

где $S_{i,0}$ и $S_{i,6}$ – суммарные площади талого и охлажденного грунта модели при наличии локального дефекта теплоизоляции с дефектностью $\omega_{\text{л}} = i$ и ориентационным положением центра дефектной зоны 0 (12) ч и 6 ч соответственно, м^2 ;

x – ориентационное положение центра дефектной зоны, выраженное в градусах.

Соответствие ориентаций, выраженных в часовых и градусных значениях, представлено на рисунке 3.21.

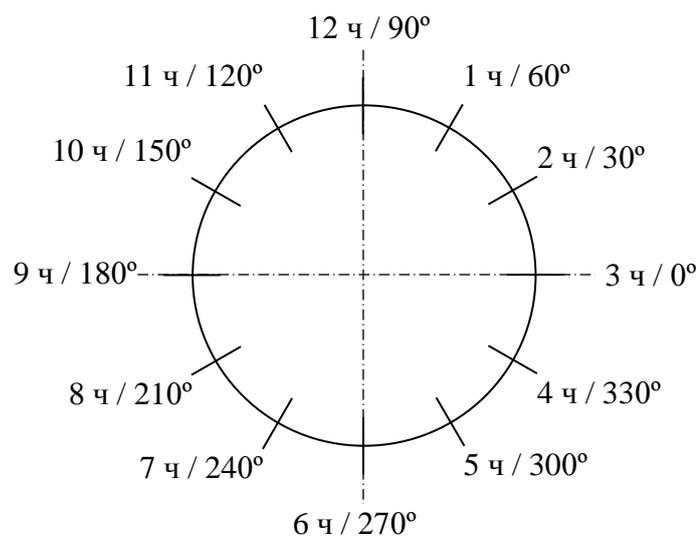


Рисунок 3.21 – Ориентационные положения, выраженные в часовых и градусных значениях, в поперечном сечении газопровода при виде в направлении по ходу движения газа

Выявленная зависимость (3.28) позволяет оптимизировать количество вариаций расчетных моделирований теплового взаимодействия грунта и газопровода, оборудованного теплоизоляционным покрытием, имеющим локальный дефект. Для любого размера локального дефекта достаточно провести два расчета – при ориентационном положении центра дефектной зоны 0 (12) ч и 6 ч, для промежуточных ориентаций значения с высокой точностью могут быть получены по формуле (3.28) [122].

При обработке результатов расчетного моделирования теплового взаимодействия околотрубного грунта и газопровода, оборудованного теплоизоляционным покрытием, имеющим локальный дефект, не удалось выявить зависимость, универсально связывающую размеры дефекта и часовой ориентации центра дефектной зоны с показателем суммарной площади талого и охлажденного околотрубного грунта в определенный период времени, что объяснимо сложностью пространственно-динамических тепловых нагрузок в изучаемой системе и уникальностью каждой моделируемой ситуации.

3.6 Выводы по главе 3

1. Выполнена адаптация стандартной методики [83] прогнозного моделирования температурного режима вечномёрзлых грунтов под задачу взаимодействия с подземным трубопроводом, оборудованным дефектным теплоизоляционным покрытием. Обоснованы оптимальные параметры модели, определен перечень исходных данных необходимых для проведения расчета. Предложен новый подход к расчетному прогнозируемому моделированию, позволяющий повысить достоверность получаемых результатов за счет определения краевых условий на границах расчетной модели на основании фактических данных периодической термометрии грунта, проводимой в рамках геотехнического мониторинга газопровода, для этого разработан алгоритм (см. рисунок 3.6).

2. Выполнено расчетное моделирование годовой динамики температурного поля грунта околотрубного пространства характерное для участка КС «Гагарацкая» – КС «Воркутинская» МГ Бованенково – Ухта для трех характерных случаев: естественные условия (газопровод отсутствует), газопровод оборудован теплоизоляционным покрытием с равномерной дефектностью и газопровод оборудован теплоизоляционным покрытием, имеющим единичное сквозное локальное повреждение при вариативных сочетаниях его размеров и ориентационного положения. По результатам моделирования установлено следующее:

– при идеальном теплоизоляционном покрытии (равномерная дефектность $\omega = 0$ %) годовая динамика температурных полей околотрубного грунта подчиняется естественным процессам теплообмена с атмосферой, а изменение прямолинейной конфигурации изотерм

вблизи трубопровода объясняется экранирующим эффектом, соответственно, принятую проектом теплоизоляцию из экструзионного пенополистирола толщиной 100 мм в условиях ее идеального состояния можно считать достаточной и эффективной;

- при равномерной дефектности теплоизоляционного покрытия температурное поле грунта околотрубного пространства описывается изотермами, симметричными относительно вертикальной оси симметрии газопровода, при этом при равномерной дефектности $\omega = 5\%$ ореол охлажденного грунта наблюдается в нижней зоне газопровода в течение всего года, при дефектности $\omega = 15\%$ вокруг газопровода формируется ореол охлажденного грунта, а при дефектности $\omega = 25\%$ вокруг газопровода имеется устойчивый ореол талого грунта, что является потенциальной причиной нарушения пространственного положения газопровода;

- при отсутствии теплоизоляции в течение всего года вокруг трубопровода фиксируется устойчивый ореол оттаивания, при этом в период максимального растепления граница мерзлого грунта находится на расстоянии более 4 м от нижней образующей газопровода;

- при наличии локального дефекта теплоизоляции около него в течение всего года фиксируется ограниченный ореол оттаивания грунта, при этом его форма зависит от ориентационного положения дефектной зоны, а размеры – от ее габаритных показателей;

- теплообмен газопровода и околотрубного грунта при равномерной дефектности протекает интенсивнее, чем при аналогичном значении локальной дефектности вне зависимости от ориентации локального дефекта.

3. Определена зависимость эффективности трубной теплоизоляции из экструзионного пенополистирола от степени ее равномерной дефектности (см. рисунок 3.17). Зависимость носит сложный полиномиальный характер и не может быть описана простой функцией с высокой достоверностью аппроксимации. Максимальное снижение эффективности теплоизоляции наблюдается при увеличении равномерной дефектности от 0 до 30 %, так при дефектности $\omega = 3,0\%$ эффективность теплоизоляции снижается на 20 % по сравнению с идеальным состоянием, при дефектности $\omega = 9,8\%$ эффективность теплоизоляции снижается до 50 %, а при дефектности $\omega = 23,0\%$ эффективность теплоизоляции составляет всего 25 %. Если равномерная дефектность теплоизоляции составляет более 23,0 %, то покрытие необходимо считать неэффективным, так как функция снижения теплообмена в системе «теплоизолированный газопровод – околотрубный грунт» не выполняется.

4. При обработке результатов расчетного моделирования теплового взаимодействия околотрубного грунта и газопровода, оборудованного теплоизоляционным покрытием, имеющим локальный дефект, не удалось выявить зависимость, универсально связывающую размеры дефекта и часовой ориентации центра дефектной зоны с показателем суммарной площади талого и охлажденного околотрубного грунта в определенный период времени, что

объяснимо сложностью пространственно-динамических тепловых нагрузок в изучаемой системе и уникальностью каждой моделируемой ситуации. Установлено, что динамика рассчитанной суммарной площади талого и охлажденного грунта модели в зависимости от ориентационного положения центра дефектной зоны носит гармонический характер. Установлена зависимость (3.28), позволяющая определить значение суммарной площади талого и охлажденного грунта модели за счет теплового воздействия газопровода, оборудованного теплоизоляцией, имеющей локальный сквозной дефект, для любой ориентации дефектной зоны заданного размера, зная аналогичный параметр при ориентациях 0 (12) ч и 6 ч.

4 РАЗРАБОТКА РЕКОМЕНДАЦИЙ ПО НАЗНАЧЕНИЮ МЕТОДА ВОССТАНОВЛЕНИЯ ТЕПЛОИЗОЛЯЦИОННОГО ПОКРЫТИЯ

4.1 Метод оценки фактической эффективности теплоизоляции подземного газопровода

4.1.1 Разработка метода

Из анализа накопленного опыта эксплуатации теплоизолированных подземных газопроводов, проложенных в условиях многолетнемерзлых грунтов, было определено, что, несмотря на реализацию мероприятий по снижению теплообмена в системе «газопровод – околотрубный грунт», на таких участках достаточно часто фиксируются проявления термоэрозионной деградации грунта (см. раздел 1.3). Для принятия управленческих решений по эксплуатации таких участков необходимо установить причину деградации мерзлоты в каждом конкретном случае, обоснован ли процесс естественными условиями (аномально жаркое лето, большое количество осадок и т.д.) или интенсификацией теплообмена газопровода и околотрубного грунта из-за ухудшения фактического состояния теплоизоляции.

В рамках проводимого исследования предусматривается разработка трассового метода контроля фактического состояния трубного теплоизоляционного покрытия подземного газопровода в мерзлых грунтах. Метод должен быть максимально прост в реализации и интерпретации, а получаемые результаты должны быть однозначными.

Очевидно, что в рамках поставленной задачи в качестве характерного показателя не может быть использована суммарная площадь талого и охлажденного грунта околотрубной зоны, принимаемая в качестве базового анализируемого параметра в предыдущей главе, так как ее определение в трассовых условиях не реализуемо, следовательно, нужно подобрать иную, более универсальную характеристику. Единственным показателем, измерение которого может быть выполнено в трассовых условиях без высоких трудовых затрат и подходящим под поставленную задачу, является глубина границы оттаивания/промерзания грунта. Определение данного показателя можно осуществить в трассовых условиях двумя косвенными методами:

– термометрия грунта в скважинах (инженерно-геологических скважинах диаметром не более 160 мм или целевых термометрических скважинах диаметром не более 90 мм, пробуренных колонковым способом без промывки на малых оборотах бурового инструмента или ручным буровым комплектом) в соответствии с требованиями ГОСТ 25358-2020 [123];

– температурно-каротажное статическое зондирование грунта в соответствии с требованиями ГОСТ 58888-2020 [124].

Термометрию грунта рационально выполнять на глубину до 6 м.

В случае невозможности реализации стандартных методов полевой термометрии или с целью минимизации трудовых затрат, на участках распространения слабонесущих однородных грунтов не имеющих обломочных включений, возможно применение прямого метода определения глубины границы оттаивания/промерзания грунта путем погружения штыревого стального зонда под действием направленной вертикально вниз нагрузки.

Глубину границы оттаивания/промерзания грунта проводят на теплоизолированных участках газопроводов с признаками термоэрозионной деградации околотрубных мерзлых грунтов. Сначала определяют положение оси газопровода и глубину его заложения с помощью трассоискателя. Затем участок разделяют контрольными сечениями, пересекающими под прямым углом ось газопровода, при этом шаг их размещения рекомендуется принимать не более 20 м. В каждом сечении выделяют три точки контроля: по одной с обеих сторон от оси газопровода на расстояниях 2,5 м и одну в естественных условиях, расположенную в любую сторону от газопровода на расстоянии не менее $12d$, где d – наружный диаметр газопровода. Схема расположения точек контроля на участке представлена на рисунке 4.1

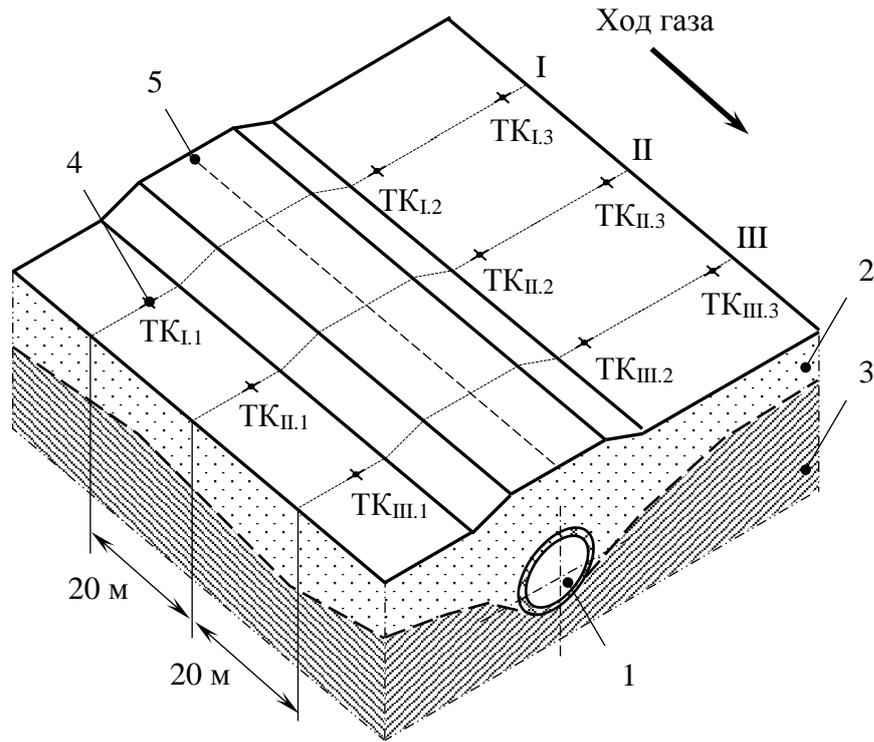
Выбор расположения точек контроля обусловлен следующим:

1. Теплоизоляция в каждой конкретной точке газопровода имеет свое уникальное значение дефектности, при этом зона теплового воздействия каждого дефекта ограничена, для того чтобы обеспечить однородность получаемых данных по всей протяженности обследуемого участка следует производить измерения в нескольких сечениях, при этом, чем меньше расстояние между смежными сечениями, тем выше итоговая однородность получаемых данных. В каждом конкретном случае расстояние между смежными сечениями должно обосновываться оптимальностью трудовых затрат, но при этом составлять не более 20 м.

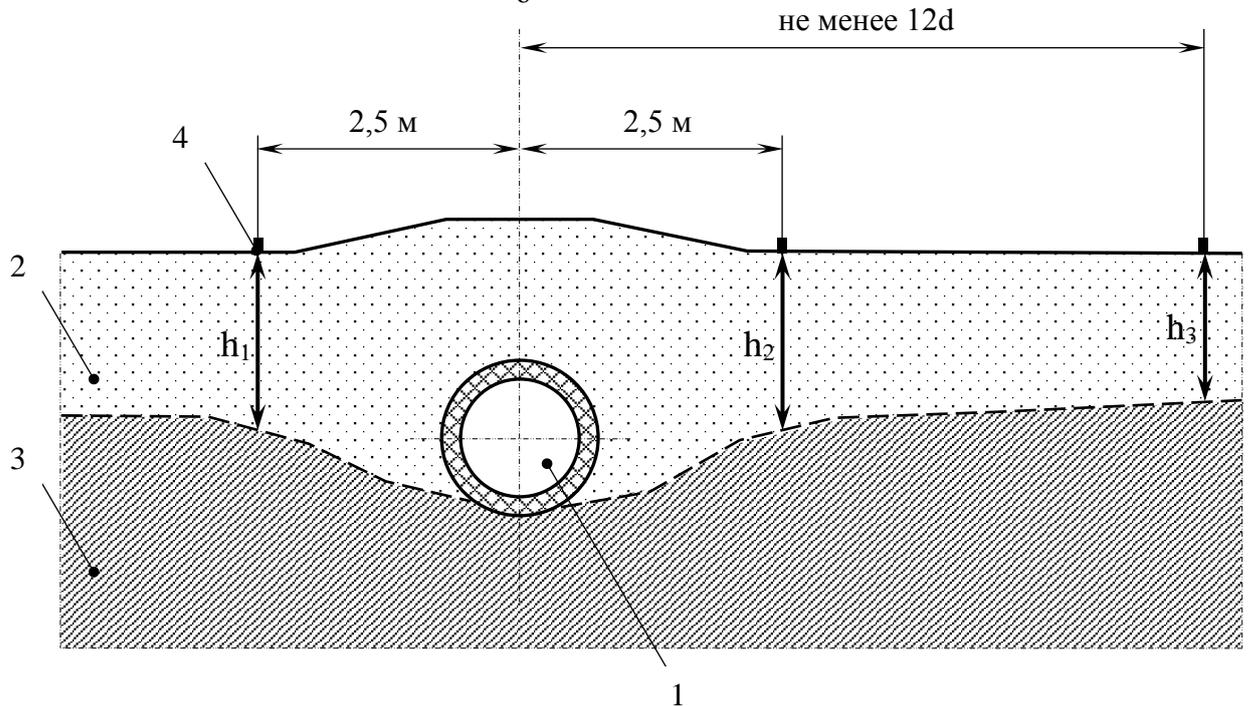
2. По результатам проведенного в предыдущей главе расчетного моделирования определено, что искажение температурного поля околотрубного грунта при различных видах дефектности теплоизоляции отчетливо фиксируется на расстояниях до $3d$ вокруг трубопровода, при этом интенсивность искажения температурного поля тем интенсивнее, чем ближе к поверхности трубопровода. В связи с тем, что проводить операции с околотрубным грунтом в непосредственной близости к поверхности трубопровода небезопасно, было принято решение, что наиболее рациональным вариантом является расположение точек контроля на расстоянии 2,5 м от оси газопровода, это гарантирует фиксацию искажения температурного поля околотрубного грунта без риска повреждения трубопровода.

3. Результатами проведенного в предыдущей главе расчетного моделирования подтверждено, что зона температурного влияния газопровода на околотрубный грунт в горизонтали не превышает $12d$ справа и слева от трубопровода, следовательно, на больших расстояниях грунт можно считать залегающим в естественных температурных условиях.

а



б



- I, II, III – контрольные сечения; h_1, h_2, h_3 – глубина границы оттаивания/промерзания грунта;
 d – диаметр газопровода; 1 – теплоизолированный газопровод; 2 – талый грунт;
 3 – мерзлый грунт; 4 – контрольная точка; 5 – проекция оси газопровода на поверхность грунта

Рисунок 4.1 – Схема расположения точек контроля для определения положения границы оттаивания/промерзания грунта на участке обследования состояния теплоизоляции:

а – вид обследуемого участка сверху; б – вид обследуемого участка в контрольном сечении

При трассовом обследовании изображается условная схема участка (аналогично рисунку 4.1, а), каждое сечение привязывается к пикетной отметке трассы газопровода. Каждой точке контроля присваивается свой идентификационный номер, например: ТК_{I,1}, где ТК – точка контроля, I – порядковый номер сечения, 1 – порядковый номер контрольной точки в сечении.

По результатам трассовых замеров формируется таблица данных, в которую записываются измеренные показатели (значения температуры грунта на разных глубинах или глубина границы оттаивания/промерзания грунта) с обязательной привязкой к идентификационному номеру точки контроля.

Если при трассовом обследовании в контрольных точках производился замер глубины границы оттаивания/промерзания грунта, то сразу переходят к обработке и интерпретации данных. Если проводилась термометрия грунта, то по ее результатам предварительно для каждой контрольной точки с применением метода интерполяции определяется глубина границы оттаивания/промерзания грунта.

Для разработки подхода обработки и интерпретации данных трассового обследования проведем анализ полученных результатов расчетного моделирования температурного поля грунта околотрубного пространства при различных условиях дефектности теплоизоляционного покрытия, выполненного в рамках предыдущей главы, в срезе показаний глубины границы оттаивания/промерзания грунта в контрольных точках. Данные представлены в таблице 4.1

Таблица 4.1 – Глубина границы оттаивания/промерзания грунта в контрольных точках при различных условиях расчетного моделирования

Месяц	Глубина границы оттаивания/промерзания грунта, м						
	При естественных условиях (МГ отсутствует)	На расстояниях 2,5 м слева и справа от оси газопровода при равномерной дефектности (ω)					
		0 %	5 %	10 %	15 %	20 %	25 %
Август	2,29	2,67	3,40	3,87	4,20	4,45	4,62
Сентябрь	2,92	3,39	4,22	4,64	4,90	5,08	5,24
Октябрь	3,24	3,77	4,69	5,13	5,42	5,59	5,71

Продолжение таблицы 4.1

Месяц	Глубина границы оттаивания/промерзания грунта на расстояниях 2,5 м слева и справа от оси газопровода при равномерной дефектности (ω), м							
	30 %	40 %	50 %	60 %	70 %	80 %	90 %	100 %
Август	4,74	4,90	5,00	5,10	5,17	5,23	5,27	5,31
Сентябрь	5,35	5,49	5,58	5,65	5,69	5,73	5,76	5,78
Октябрь	5,80	5,91	5,98	6,04	6,09	6,13	6,16	6,18

Продолжение таблицы 4.1

Месяц	Глубина границы оттаивания/промерзания грунта на расстоянии 2,5 м слева (с противоположной стороны дефекта) от оси газопровода в случае отсутствия одного сегмента трубной теплоизоляции (локальная дефектность $\omega_{л} = 8,3 \%$) при ориентации центра дефектной зоны, м ²						
	0 (12) ч	1 ч	2 ч	3 ч	4 ч	5 ч	6 ч
Август	2,80	2,78	2,82	2,88	2,97	3,19	3,41
Сентябрь	3,55	3,54	3,60	3,71	3,84	4,05	4,26
Октябрь	3,95	3,94	4,03	4,19	4,38	4,62	4,79

Продолжение таблицы 4.1

Месяц	Глубина границы оттаивания/промерзания грунта на расстоянии 2,5 м справа (со стороны дефекта) от оси газопровода в случае отсутствия одного сегмента трубной теплоизоляции (локальная дефектность $\omega_{л} = 8,3 \%$) при ориентации центра дефектной зоны, м ²						
	0 (12) ч	1 ч	2 ч	3 ч	4 ч	5 ч	6 ч
Август	2,80	2,91	3,14	3,43	3,58	3,60	3,41
Сентябрь	3,55	3,66	3,85	4,10	4,30	4,39	4,26
Октябрь	3,95	4,07	4,31	4,59	4,78	4,88	4,79

Продолжение таблицы 4.1

Месяц	Глубина границы оттаивания/промерзания грунта на расстоянии 2,5 м слева (с противоположной стороны дефекта) от оси газопровода в случае отсутствия трех сегментов трубной теплоизоляции (локальная дефектность $\omega_{л} = 25,0 \%$) при ориентации центра дефектной зоны, м ²						
	0 (12) ч	1 ч	2 ч	3 ч	4 ч	5 ч	6 ч
Август	3,02	2,94	2,98	3,14	3,45	3,80	4,19
Сентябрь	3,79	3,74	3,83	4,00	4,35	4,67	4,93
Октябрь	4,25	4,20	4,34	4,57	4,90	5,22	5,48

Продолжение таблицы 4.1

Месяц	Глубина границы оттаивания/промерзания грунта на расстоянии 2,5 м справа (со стороны дефекта) от оси газопровода в случае отсутствия трех сегментов трубной теплоизоляции (локальная дефектность $\omega_{л} = 25,0 \%$) при ориентации центра дефектной зоны, м ²						
	0 (12) ч	1 ч	2 ч	3 ч	4 ч	5 ч	6 ч
Август	3,02	3,30	3,66	3,97	4,30	4,36	4,19
Сентябрь	3,79	3,96	4,33	4,66	4,92	4,99	4,93
Октябрь	4,25	4,46	4,78	5,10	5,42	5,53	5,48

Продолжение таблицы 4.1

Месяц	Глубина границы оттаивания/промерзания грунта на расстоянии 2,5 м слева (с противоположной стороны дефекта) от оси газопровода в случае отсутствия пяти сегментов трубной теплоизоляции (локальная дефектность $\omega_{л} = 41,7\%$) при ориентации центра дефектной зоны, м ²						
	0 (12) ч	1 ч	2 ч	3 ч	4 ч	5 ч	6 ч
Август	3,46	3,32	3,33	3,57	3,93	4,43	4,72
Сентябрь	4,16	4,07	4,16	4,46	4,80	5,15	5,36
Октябрь	4,65	4,60	4,71	4,99	5,36	5,67	5,82

Продолжение таблицы 4.1

Месяц	Глубина границы оттаивания/промерзания грунта на расстоянии 2,5 м справа (со стороны дефекта) от оси газопровода в случае отсутствия пяти сегментов трубной теплоизоляции (локальная дефектность $\omega_{л} = 41,7\%$) при ориентации центра дефектной зоны, м ²						
	0 (12) ч	1 ч	2 ч	3 ч	4 ч	5 ч	6 ч
Август	3,46	3,77	4,10	4,50	4,73	4,83	4,72
Сентябрь	4,16	4,45	4,75	5,05	5,31	5,43	5,36
Октябрь	4,65	4,89	5,21	5,54	5,75	5,86	5,82

Данные, представленные в таблице 4.1, показывают, что в случаях, когда газопровод оборудован теплоизоляцией, имеющей равномерную дефектность или локальный (одиночный) сквозной дефект, расположенный в области 0 (12) ч и 6 ч, значения глубин границы оттаивания/промерзания грунта, измеренных на расстояниях 2,5 м справа и слева от оси газопровода, будут равны между собой. Если теплоизоляция имеет локальный дефект с ориентацией центра дефектной зоны 1 – 5 ч и 7 – 11 ч, то глубина границы оттаивания/промерзания грунта на расстояниях 2,5 м справа и слева от оси газопровода не будут равны между собой, измеряемая величина будет больше со стороны дефекта. При этом разница между измеряемыми величинами будет расти с увеличением размера локального дефекта и перемещением его центральной точки ближе к зоне боковой образующей трубы, максимальное значение разницы будет фиксироваться в начале теплого периода, к октябрю данный показатель снижается до минимума.

Очевидно, что комплексную обработку данных измерений нужно проводить по некоторому параметру, учитывающему в совокупности значения глубин границы оттаивания/промерзания грунта на расстояниях 2,5 м справа и слева от оси газопровода. Предлагается ввести показатель усредненной глубины границы оттаивания/промерзания грунта на расстоянии 2,5 м от оси газопровода и в дальнейшем проводить его сопоставление

с величиной, полученной в условиях естественного залегания грунта.

Среднюю глубину границы оттаивания/промерзания грунта на расстоянии 2,5 м от оси газопровода ($h_{2,5}$, м) можно определить по формуле

$$h_{2,5} = \frac{h_{л,2,5} + h_{п,2,5}}{2}, \quad (4.1)$$

где $h_{л,2,5}$, $h_{п,2,5}$ – глубина границы оттаивания/промерзания грунта, измеренная на расстоянии 2,5 м слева и справа от оси газопровода соответственно, м.

Визуализация динамики изменения глубины границы талого/мерзлого грунта в точке контроля на расстоянии 2,5 м слева и справа от оси газопровода и их усредненного значения, в случае отсутствия пяти сегментов теплоизоляции (локальная дефектность $\omega_{л} = 41,7\%$) для августа, в зависимости от ориентации центра дефектной зоны, представлена на рисунке 4.2.

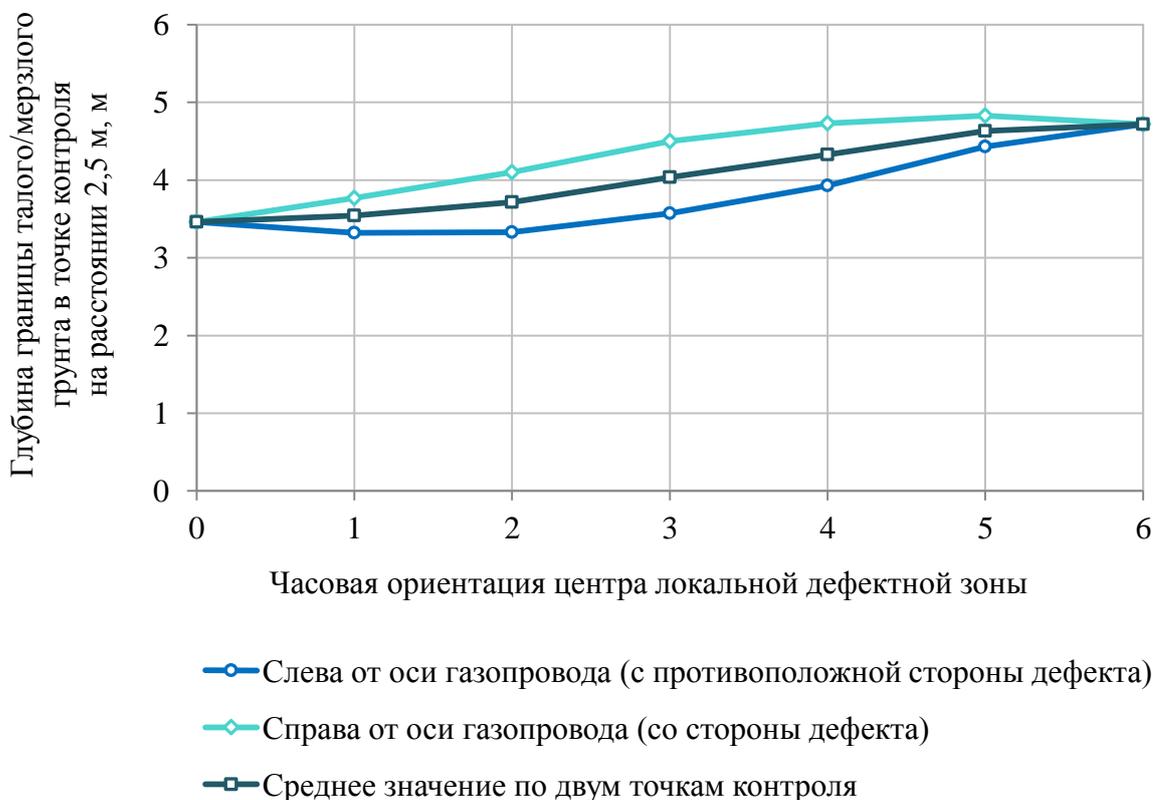


Рисунок 4.2 – Динамика изменения глубины границы талого/мерзлого грунта в точке контроля в августе при отсутствии пяти сегментов теплоизоляции (локальная дефектность $\omega_{л} = 41,7\%$) в зависимости от ориентации центра дефектной зоны

Очевидно, что переход к средней глубине границы оттаивания/промерзания грунта на расстоянии 2,5 м от оси газопровода ($h_{2,5}$) является верным решением, так как полученная динамика изменения данного показателя, в зависимости от часовой ориентации центра дефектной зоны, аналогична динамике изменения рассчитанной суммарной площади талого и охлажденного грунта модели (см. рисунки 3.20 и 4.2).

Выполним оценку изменения глубины границы талого/мерзлого грунта модели в точке контроля, расположенной на расстоянии 2,5 м от оси газопровода, при его обустройстве теплоизоляцией с различной равномерной дефектностью, в период с августа по октябрь. Графики представлены на рисунке 4.3

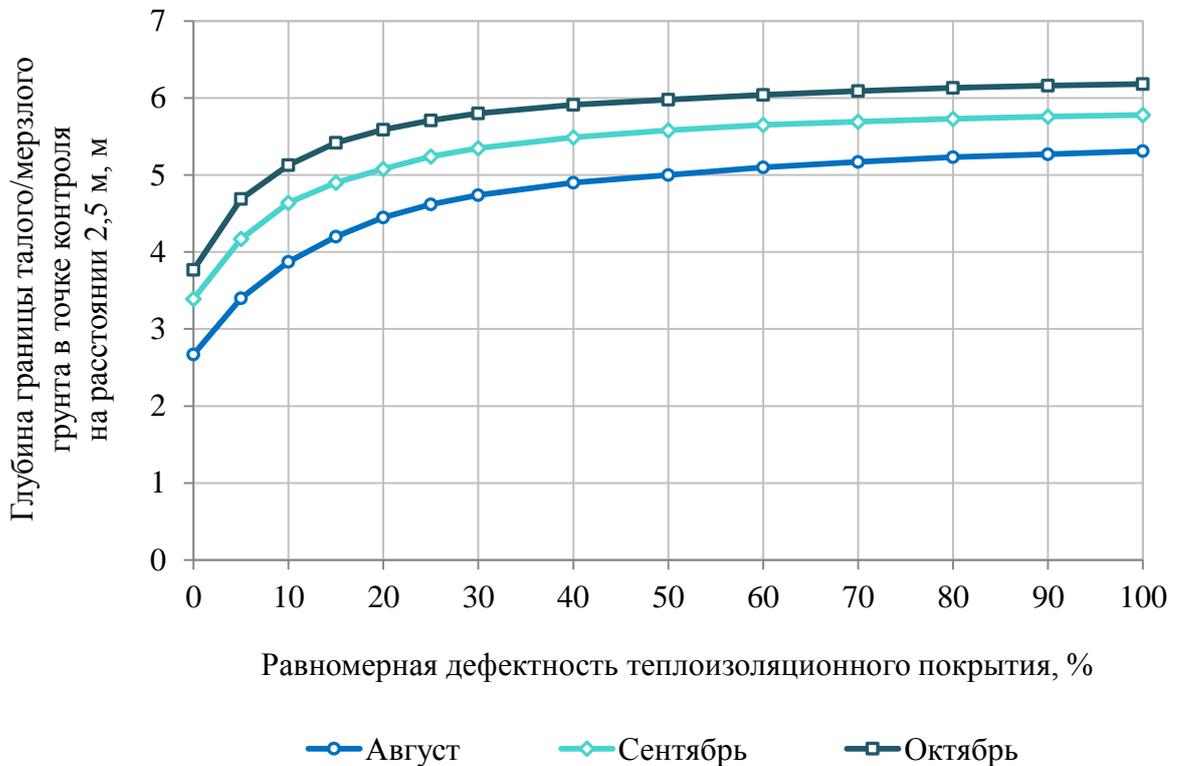


Рисунок 4.3 – Глубина границы талого/мерзлого грунта модели в точке контроля, расположенной на расстоянии 2,5 м от оси газопровода, при его обустройстве теплоизоляцией различной равномерной дефектности

Из рисунка 4.3 видно, что полученные зависимости имеют сложный полиномиальный характер и идентичны динамике изменения рассчитанной суммарной площади талого и охлажденного грунта модели при обустройстве газопровода теплоизоляцией с различной равномерной дефектностью (см. рисунки 3.16 и 4.3).

Оценка эффективности трубной теплоизоляции от степени ее равномерной дефектности по показателю глубины границы талого/мерзлого грунта модели в точке контроля, расположенной на расстоянии 2,5 м от оси газопровода, выполняется по интервальной оценке, условия которой представлены в таблице 4.2.

Рассчитанные значения эффективности трубного теплоизоляционного покрытия при различной степени его дефектности по показателю глубины границы талого/мерзлого грунта модели в точке контроля, расположенной на расстоянии 2,5 м от оси газопровода, представлены в таблице 4.3.

Таблица 4.2 – Оценка интервального изменения эффективности трубной теплоизоляции по показателю глубины границы талого/мерзлого грунта модели в точке контроля, расположенной на расстоянии 2,5 м от оси газопровода

Показатель	Значения показателя		
	0	$\omega \in (0; 100)$	100
Равномерная дефектность трубной теплоизоляции, %	0	$\omega \in (0; 100)$	100
Глубина границы талого/мерзлого грунта модели в точке контроля, расположенной на расстоянии 2,5 м от оси газопровода, м	$h_{2,5/0}$	$h_{2,5/\omega}$	$h_{2,5/100}$
Эффективность трубной теплоизоляции, доли ед.	1	$1 - \frac{h_{2,5/\omega} - h_{2,5/0}}{h_{2,5/100} - h_{2,5/0}}$	0

Таблица 4.3 – Эффективность трубной теплоизоляции из экструзионного пенополистирола при различной степени ее дефектности по показателю глубины границы талого/мерзлого грунта модели в точке контроля, расположенной на расстоянии 2,5 м от оси газопровода

Показатель	Значение показателя						
	0	5	10	15	20	25	30
Равномерная дефектность трубной теплоизоляции, %	0	5	10	15	20	25	30
Эффективность трубной теплоизоляции, доли ед.	1,00	0,67	0,49	0,37	0,29	0,23	0,18

Продолжение таблицы 4.3

Показатель	Значение показателя						
	40	50	60	70	80	90	100
Равномерная дефектность трубной теплоизоляции, %	40	50	60	70	80	90	100
Эффективность трубной теплоизоляции, доли ед.	0,13	0,09	0,06	0,04	0,02	0,01	0,00

Если сопоставить данные, представленные в таблице 4.3 и на рисунке 3.17, то можно сделать вывод, что полученные динамики эффективности трубной теплоизоляции из экструзионного пенополистирола, в зависимости от степени ее равномерной дефектности, определенные по показателям суммарной площади талого и охлажденного грунта расчетной модели и глубины границы талого/мерзлого грунта модели в точке контроля, расположенной на расстоянии 2,5 м от оси газопровода, равны между собой. Следовательно, выявленная зависимость может приниматься в основу разрабатываемой методики оценки результатов трассовых измерений.

Чтобы на основании измеряемых в трассовых условиях величин можно было определить фактическую дефектность теплоизоляции газопровода, предлагается ввести показатель относительной глубины границы оттаивания/промерзания околотрубного грунта ($\eta_{\text{отн}}$, ед.), определяемой по формуле

$$\eta_{\text{отн}} = \frac{h_{2,5}}{h_{\text{еу}}}, \quad (4.2)$$

где $h_{2,5}$ – средняя глубина границы оттаивания/промерзания грунта на расстоянии 2,5 м от оси газопровода, м;

$h_{\text{еу}}$ – глубина границы оттаивания/промерзания грунта в естественных условиях (на расстоянии не менее 12d от оси газопровода), м.

Если рассчитанные в ходе моделирования значения глубин границы оттаивания/промерзания грунта для случаев естественного растепления грунта и теплообмена околотрубного грунта с газопроводом, оборудованным теплоизоляцией с равномерной дефектностью (см. таблицу 4,1), обработать в соответствии с выражением (4.2), то будут получены зависимости, представленные на рисунке 4.4.

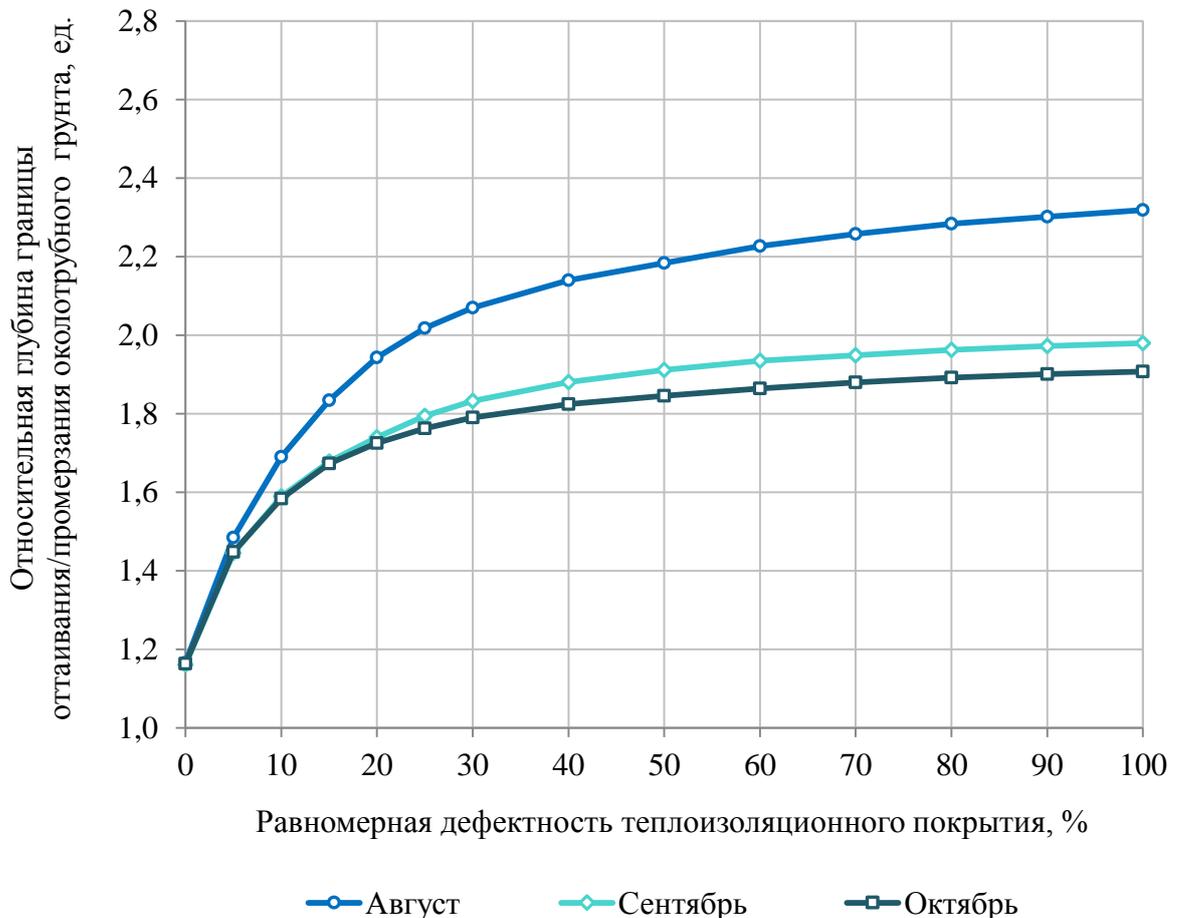


Рисунок 4.4 – Относительная глубина границы оттаивания/промерзания околотрубного грунта при обустройстве газопровода теплоизоляцией различной равномерной дефектности

Из рисунка 4.4 видно, что зависимость относительной глубины границы оттаивания/промерзания околотрубного грунта, в зависимости от равномерной дефектности теплоизоляции газопровода, также имеет сложную полиномиальную форму. В принципе по данной диаграмме уже можно провести оценку дефектности теплоизоляции газопровода на участке, принятом в качестве аналога расчетной модели, по результатам трассовых замеров. Однако из-за того, что связь относительной глубины границы оттаивания/промерзания околотрубного грунта и равномерной дефектности теплоизоляции определена с привязкой ко времени проведения трассового обследования, а временной диапазон найденной зависимости составляет один месяц, то такая интерпретация данных приведет к очень большим погрешностям, следовательно, необходимо детализировать и унифицировать найденные зависимости.

Для унификации зависимости относительной глубины границы оттаивания/промерзания околотрубного грунта от равномерной дефектности теплоизоляции газопровода предлагается ввести два показателя:

1. Эквивалентная дефектность трубного теплоизоляционного покрытия ($\omega_{\text{экв}}$, %) – показатель, отражающий значение равномерной дефектности теплоизоляции, при которой наблюдается такая же относительная глубина границы оттаивания/промерзания грунта, что и при фактической дефектности на участке газопровода.

2. Безразмерный коэффициент (ε , ед.), определяемый по формуле

$$\varepsilon = \frac{h_{\text{ey}} - h_{\text{омг}}}{d}, \quad (4.3)$$

где $h_{\text{омг}}$ – глубина заложения МГ (до оси), м;

d – диаметр газопровода, м.

Ранее уже было отмечено, что чем выше располагаются границы оттаивания/промерзания грунта в естественных условиях, тем выше влияние экранирующего эффекта газопровода на искажение прямолинейной формы изотермы границы мерзлого грунта. Также, установлено, что если граница оттаивания/промерзания грунта в естественных условиях располагается выше оси газопровода, то влияние наличия локального дефекта, расположенного в нижней части трубопровода (в зоне 4 – 8 ч), завышается. Предлагается ограничить применение разрабатываемого метода контроля состояния теплоизоляционного покрытия условием расположения глубины границы оттаивания/промерзания околотрубного грунта в естественных условиях в диапазоне: $h_{\text{омг}} \leq h_{\text{ey}} \leq (h_{\text{омг}} + d)$, соответственно, $0 \leq \varepsilon \leq 1$. В целом безразмерный коэффициент ε является неким условным эквивалентом времени проведения обследования.

На основании учета введенных дополнительных показателей и обработки установленных зависимостей, представленных на рисунке 4.4, методом нелинейной интерполяции была разработана система оценки результатов трассовых обследований, представленная на рисунке 4.5.

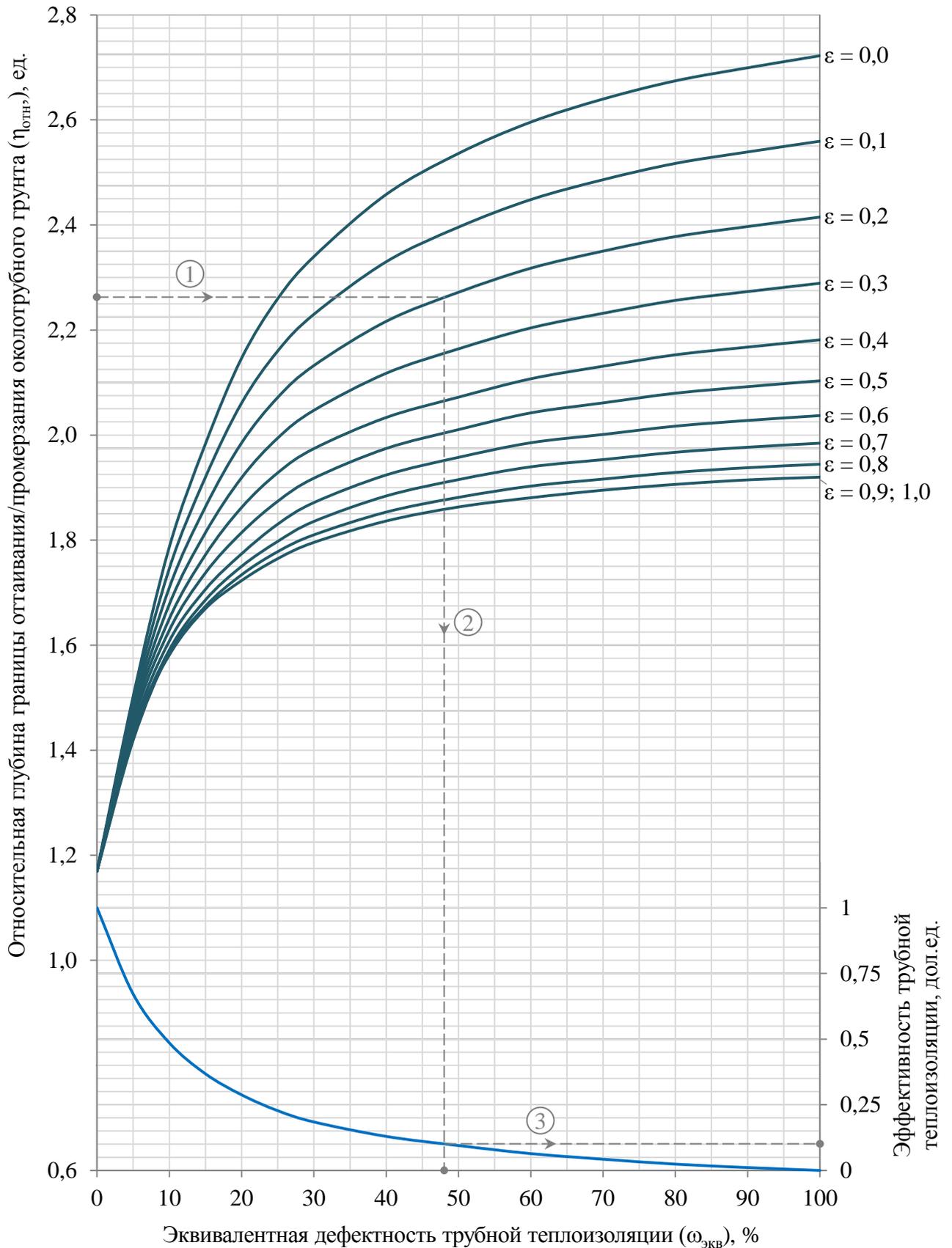


Рисунок 4.5 – Интерпретация данных трассового метода оценки фактического состояния трубной теплоизоляции подземного газопровода в мерзлых грунтах (грунт – супесь, среднегодовая температура эксплуатации 7 °С, климатические условия эксплуатации участка КС «Гагарацкая» – КС «Воркутинская» МГ Бованенково – Ухта)

По результатам трассовых измерений с помощью диаграммы интерпретации (см. рисунок 4.5) в каждом сечении определяются соответствующие значения эквивалентной дефектности и эффективности трубного теплоизоляционного покрытия. Затем рассчитываются средние значения показателей в целом по обследуемому участку.

Эквивалентная дефектность теплоизоляционного покрытия газопровода на участке с признаками термоэрозивной деградации околотрубных мерзлых грунтов ($\omega_{\text{экв.уч}}$, %):

$$\omega_{\text{экв.уч}} = \frac{\sum_{i=1}^n \omega_{\text{экв.}i}}{n}, \quad (4.4)$$

где $\omega_{\text{экв.}i}$ – эквивалентная дефектность теплоизоляционного покрытия газопровода в i -ом контрольном сечении, %;

n – количество контрольных сечений на обследованном участке газопровода.

Эффективности теплоизоляционного покрытия газопровода на участке с признаками термоэрозивной деградации околотрубных мерзлых грунтов ($\mathcal{E}_{\text{уч}}$, дол. ед.):

$$\mathcal{E}_{\text{уч}} = \frac{\sum_{i=1}^n \mathcal{E}_i}{n}, \quad (4.5)$$

где \mathcal{E}_i – эффективность теплоизоляционного покрытия газопровода в i -ом контрольном сечении, дол. ед.

Таким образом, при комплексной реализации расчетного моделирования температурного поля грунта околотрубного пространства и трассового обследования участка газопровода можно реализовать оценку фактического состояния сборного теплоизоляционного покрытия подземного газопровода в мерзлых грунтах.

Необходимо провести оценку погрешности предлагаемого метода.

Относительная погрешность определения глубины заложения МГ до оси ($h_{\text{омг}}$) трассоискателем составляет не более 5 % [125].

Абсолютная погрешность термометрии грунта в скважине при соблюдении требований ГОСТ 25358-2020 [123] не должна превышать $\pm 0,1$ °С, погрешность установки термодатчиков или термометров в скважине по глубине не должна превышать $\pm 0,05$ м. Абсолютная погрешность определения глубины границы оттаивания/промерзания грунта на основании данных термометрии грунта в скважине должна составлять не более $\pm 0,02$ м.

Абсолютная погрешность измерения температуры зондовым термодатчиком не должна превышать $\pm 0,1$ °С при соблюдении требований ГОСТ 58888-2020 [124], при этом допустимое отклонение наконечника зонда от вертикали не должно превышать 5° на 1 м. Абсолютная погрешность определения глубины границы оттаивания/промерзания грунта на основании данных зондовой термометрии грунта должна составлять не более $\pm 0,014$ м.

Погрешность относительной глубины границы оттаивания/промерзания околотрубного грунта ($\Delta\eta_{\text{отн}}$, ед.) можно определить как погрешность косвенных измерений [126] по формуле

$$\Delta\eta_{\text{отн}} = \sqrt{\left(\frac{\partial\eta_{\text{отн}}}{\partial h_{2,5}} \cdot \Delta h_{2,5}\right)^2 + \left(\frac{\partial\eta_{\text{отн}}}{\partial h_{\text{ey}}} \cdot \Delta h_{\text{ey}}\right)^2} = \sqrt{\left(\frac{1}{h_{\text{ey}}} \cdot \Delta h_{2,5}\right)^2 + \left(-\frac{h_{2,5}}{h_{\text{ey}}^2} \cdot \Delta h_{\text{ey}}\right)^2}, \quad (4.6)$$

где $\frac{\partial\eta_{\text{отн}}}{\partial h_{2,5}}$, $\frac{\partial\eta_{\text{отн}}}{\partial h_{\text{ey}}}$ – частные производные относительной глубины границы оттаивания/промерзания околотрубного грунта по средней глубине границы оттаивания/промерзания грунта на расстоянии 2,5 м от оси газопровода и в естественных условиях соответственно;

$\Delta h_{2,5}$, Δh_{ey} – абсолютные погрешности определения глубины границы оттаивания/промерзания грунта на расстоянии 2,5 м от оси газопровода и в естественных условиях соответственно.

Погрешность при определении относительной глубины границы оттаивания/промерзания околотрубного грунта ($\Delta\eta_{\text{отн}}$) будет максимальна, если:

- h_{ey} будет иметь минимально допустимое методикой значение: $h_{\text{ey}} = 1,91$ м;
- $h_{2,5}$ будет иметь максимально значение, наблюдаемое при $h_{\text{ey}} = 1,91$ м в случае отсутствия теплоизоляции на газопроводе: $h_{2,5} = 5,20$ м;
- определение глубины границы оттаивания/промерзания грунта в точках контроля осуществлено относительным методом, на основании данных термометрии грунта в скважинах: $\Delta h_{2,5} = \Delta h_{\text{ey}} = \pm 0,02$ м.

$$\Delta\eta_{\text{отн}} = \sqrt{\left(\frac{1}{1,91} \cdot 0,02\right)^2 + \left(-\frac{5,20}{1,91^2} \cdot 0,02\right)^2} = \pm 0,03.$$

Погрешность безразмерного коэффициента ($\Delta\varepsilon$, ед.) можно определить как погрешность косвенных измерений [126] по формуле

$$\Delta\varepsilon = \sqrt{\left(\frac{\partial\varepsilon}{\partial h_{\text{ey}}} \cdot \Delta h_{\text{ey}}\right)^2 + \left(\frac{\partial\varepsilon}{\partial h_{\text{омг}}} \cdot \Delta h_{\text{омг}}\right)^2} = \sqrt{\left(\frac{\Delta h_{\text{ey}}}{d}\right)^2 + \left(-\frac{\Delta h_{\text{омг}}}{d}\right)^2}, \quad (4.7)$$

где $\frac{\partial\varepsilon}{\partial h_{\text{ey}}}$, $\frac{\partial\varepsilon}{\partial h_{\text{омг}}}$ – частные производные безразмерного коэффициента по глубине границы оттаивания/промерзания грунта в естественных условиях и глубине заложения МГ соответственно;

$\Delta h_{\text{омг}}$ – абсолютная погрешность измерения глубины заложения МГ трассоискателем, м.

В рассматриваемом случае максимальная абсолютная погрешность измерения глубины заложения МГ трассоискателем составляет:

$$\Delta h_{\text{омг}} = 0,05 \cdot 1,91 = \pm 0,095 \text{ м.}$$

$$\Delta\varepsilon = \sqrt{\left(\frac{0,02}{1,42}\right)^2 + \left(-\frac{0,095}{1,42}\right)^2} = \pm 0,07.$$

Необходимо отметить, что чем глубже располагается граница оттаивания/промерзания грунта в естественных условиях и меньше фактическая дефектность теплоизоляционного покрытия на трубопроводе, тем точнее результаты интерпретации трассовых измерений и ниже зависимость от их погрешностей.

Если принять условие одновременного возникновения максимально возможных абсолютных погрешностей определения относительной глубины границы оттаивания/промерзания околотрубного грунта ($\Delta\eta_{\text{отн}} = \pm 0,03$) и безразмерного коэффициента ($\Delta\varepsilon = \pm 0,07$), то по диаграмме интерпретации данных (см. рисунок 4.5) можно определить предельное значение абсолютной погрешности эквивалентной дефектности трубного теплоизоляционного покрытия газопровода ($\Delta\omega_{\text{ЭКВ}}$) для следующих диапазонов:

- если эквивалентная дефектность теплоизоляционного покрытия газопровода составляет $0\% \leq \omega_{\text{ЭКВ}} \leq 10\%$, то предельное значение ее абсолютной погрешности $\Delta\omega_{\text{ЭКВ}} = \pm 1,0\%$;
- если $10\% < \omega_{\text{ЭКВ}} \leq 25\%$, то $\Delta\omega_{\text{ЭКВ}} = \pm 2,5\%$;
- если $25\% < \omega_{\text{ЭКВ}} \leq 50\%$, то $\Delta\omega_{\text{ЭКВ}} = \pm 5\%$;
- если $50\% < \omega_{\text{ЭКВ}} \leq 70\%$, то $\Delta\omega_{\text{ЭКВ}} = \pm 10\%$;
- если $\omega_{\text{ЭКВ}} > 70\%$, то $\Delta\omega_{\text{ЭКВ}} = \pm 15\%$.

Предельное значение абсолютной погрешности определения эффективности трубного теплоизоляционного покрытия газопровода составляет: $\Delta\Theta = \pm 0,05$.

Таким образом, по результатам комплекса расчетного моделирования и трассового обследования теплоизолированного участка газопровода с достаточно высокой точностью определяются показатели эквивалентной дефектности и эффективности теплоизоляции.

Следующей задачей является на основании установленных данных охарактеризовать фактическое состояние теплоизоляционного покрытия на участке, для этого предлагается ввести следующую классификацию:

- эффективная теплоизоляция: эквивалентная дефектность $\omega_{\text{ЭКВ.уч}} \leq 5,0\%$, эффективность $\Theta_{\text{уч}} > 0,65$;
- теплоизоляция с пониженной эффективностью: эквивалентная дефектность находится в диапазоне $5\% < \omega_{\text{ЭКВ.уч}} \leq 23\%$ и эффективность $0,25 < \Theta_{\text{уч}} \leq 0,65$;
- неэффективная теплоизоляция – эквивалентная дефектность $\omega_{\text{ЭКВ.уч}} > 23,0\%$, эффективность $\Theta_{\text{уч}} \leq 0,25$.

Дополнительно предлагается ввести показатель достаточности предусмотренной проектом теплоизоляции. Если при расчетном моделировании установлено, что при фактических режимах эксплуатации на наружной поверхности бездефектной теплоизоляции газопровода в течение всего года наблюдается температура не меньше $0\text{ }^{\circ}\text{C}$ [127], то ее следует признать недостаточной, в других случаях – достаточной.

Итоговый алгоритм реализации разработанного метода представлен на рисунке 4.6.

I. Подготовительный этап		II. Оценка достаточности предусмотренной проектом теплоизоляции при фактических температурных режимах эксплуатации на основании расчетного моделирования	
1	Сбор исходных данных о теплоизолированном участке МГ (анализ проектной, исполнительной и эксплуатационной документации, данных систематической термометрии мерзлых грунтов, проводимой в рамках геотехнического мониторинга)	Проектная теплоизоляция: – недостаточна (при фактических режимах эксплуатации на наружной поверхности бездефектной теплоизоляции газопровода в течение всего года наблюдается температура не меньше 0 °С); – достаточна (при несоблюдении условий недостаточности)	
2	Проведение расчетного моделирования годовой динамики температурного поля грунта в естественных условиях с калибровкой получаемых результатов по данным систематической термометрии мерзлых грунтов (алгоритм представлен на рисунке 3.6)	III. Трассовое обследование теплоизолированных участков газопровода с признаками термоэрозийной деградации околотрубных мерзлых грунтов	
3	Проведение расчетного моделирования годовой динамики температурного поля грунта околотрубного пространства в условиях оборудования газопровода теплоизоляцией с различной равномерной дефектностью		
4	Обработка результатов моделирования, определение годовой динамики глубины границы оттаивания/промерзания грунта на расстоянии 2,5 м от оси газопровода и в естественных условиях	Определение глубины границы оттаивания/промерзания околотрубного грунта в точках контроля (в соответствии с рекомендациями, представленными в разделе 4.1)	
5	Оценка динамики относительной глубины границы оттаивания/промерзания околотрубного грунта при обустройстве газопровода теплоизоляцией с различной равномерной дефектностью	IV. Оценка эффективности теплоизоляции подземного газопровода в мерзлых грунтах по результатам трассового обследования	
6	Построение диаграммы для интерпретации данных трассового метода оценки фактического состояния трубного теплоизоляционного покрытия подземного газопровода в мерзлых грунтах	1	Обработка результатов трассового обследования в соответствии с формулами (4.1) – (4.5) и диаграммой интерпретации данных, определение эквивалентной дефектности ($\omega_{\text{экв.уч}}$) и эффективности ($\mathcal{E}_{\text{уч}}$) теплоизоляции на участке МГ
		2	Оценка фактического состояния теплоизоляции на участке МГ: – эффективная: $\omega_{\text{экв.уч}} \leq 5,0 \%$, $\mathcal{E}_{\text{уч}} > 0,65$; – с пониженной эффективностью: $5 \% < \omega_{\text{экв.уч}} \leq 23 \%$, $0,25 < \mathcal{E}_{\text{уч}} \leq 0,65$; – неэффективная $\omega_{\text{экв.уч}} > 23,0 \%$, $\mathcal{E}_{\text{уч}} \leq 0,25$

Рисунок 4.6 – Алгоритм реализации предлагаемого метода оценки фактического состояния теплоизоляции подземного газопровода в мерзлых грунтах

Очевидно, что в разработанной методике самым сложным и трудозатратным является первый подготовительный этап. Его реализация должна быть осуществлена в рамках работы инженерно-технического центра газотранспортного дочернего общества.

Расчетное моделирование для построение диаграммы интерпретации данных трассового метода оценки фактического состояния трубного теплоизоляционного покрытия подземного газопровода может быть выполнено целевым образом под конкретный участок, имеющий признаки термоэрозионной деградации околотрубных мерзлых грунтов, или реализовано укрупненно под условия характерных территориальных локализаций, видов грунта и среднегодовой температуры эксплуатации участка.

Для разработки укрупненных рекомендаций все участки газопроводов, проходящие по территории распространения многолетней мерзлоты, расположенные в зоне ответственности газотранспортного дочернего общества, должны быть проанализированы по геокриологическим и конструктивным особенностям, а также условиям эксплуатации. Для наиболее характерных и часто встречающихся климатических, грунтовых и эксплуатационных условий на теплоизолированных «теплых» газопроводах должны быть разработаны соответствующие диаграммы интерпретации данных трассового метода оценки.

На основании анализа результатов расчетного моделирования температурных полей, выполненного для случая оборудования газопровода бездефектной теплоизоляцией при фактических температурных эксплуатационных режимах, делается вывод о достаточности теплоизоляции, заложенной проектом.

Силами линейно-эксплуатационных служб проводятся трассовые обследования теплоизолированных участков газопровода с признаками термоэрозионной деградации околотрубных мерзлых грунтов. Результаты трассовых измерений обрабатываются и с помощью диаграммы интерпретации в каждом сечении определяют соответствующие значения эквивалентной дефектности и эффективности трубного теплоизоляционного покрытия. Затем определяют средние значения показателей в целом по обследуемому участку и делают выводы о фактической эффективности теплоизоляционного покрытия газопровода (эффективное, с пониженной эффективностью, неэффективное).

Полученные сведения о фактической эффективности трубной теплоизоляции на участке МГ, в виде установленного значения эквивалентной дефектности теплоизоляции $\omega_{\text{экв.уч}}$, должны учитываться при проведении долгосрочных прогнозных теплотехнических расчетов. Если прогнозное моделирование выполняется методом конечно-элементного анализа, то учет фактически установленного параметра возможен двумя способами:

– физическим воссозданием на расчетной модели равномерной дефектности теплоизоляции в виде зазоров между сегментами;

– теплоизоляция в расчетной модели представляется физически однородной, но изменяются ее теплофизические характеристики по принципу интерполяции между аналогичными данными теплоизоляции в идеальном состоянии и околотрубного грунта.

Если тепловой прогноз производится путем стандартных расчетных методик, то учет фактического состояния теплоизоляции выполняется только по второму способу (изменением теплофизических характеристик теплоизоляции).

Сведения о достаточности и эффективности теплоизоляции также должны учитываться при принятии управленческих решений:

1. Если по результатам численного моделирования теплоизоляция участка МГ признана недостаточной в фактических условиях эксплуатации и в трассовых условиях расчетные данные подтверждены, то при следующих ремонтных работах следует выполнить установку дополнительной теплоизоляции (выбор конструкции выполняется на основании долгосрочных теплотехнических прогнозов).

2. Если теплоизоляция МГ находится в эффективном состоянии, то наблюдаемые на участке термоэрозионные проявления обоснованы естественными процессами, рекомендуется проведение периодического контроля состояния теплоизоляции не реже чем один раз в три года, восстановление теплоизоляции не требуется. Однако, в связи с высокими рисками нанесения локальных повреждений теплоизоляционному покрытию при проведении последующих ремонтных работ, требуется заложить мероприятия по его локальному восстановлению. Если околотрубный грунт при ремонте находится в талом состоянии, то следует предусмотреть закупку новых сегментов теплоизоляции в размере не менее 20 % от текущего объема, установленного на участке, а если околотрубный грунт мерзлый – то не менее 50 %.

3. Если теплоизоляция МГ находится в состоянии пониженной эффективности, то рекомендуется проведение периодического контроля состояния теплоизоляции не реже чем один раз в два года. При проведении последующих ремонтных работ требуется заложить мероприятия по восстановлению покрытия. Если околотрубный грунт при ремонте находится в талом состоянии, то следует предусмотреть закупку новых сегментов теплоизоляции в размере не менее 50 % от текущего объема, установленного на участке, а если околотрубный грунт мерзлый – то не менее 80 %.

4. Если теплоизоляция МГ находится в неэффективном состоянии, то рекомендуется проведение периодического контроля состояния теплоизоляции не реже чем один раз в два года. При проведении последующих ремонтных работ требуется выполнить полную переустановку теплоизоляционного покрытия. Предусмотреть закупку новых сегментов теплоизоляции в размере текущего объема, установленного на участке.

4.1.2 Интеграция разработанного метода в существующую систему организационно-технических мероприятий по диагностированию теплоизолированных участков подземных газопроводов в мерзлых грунтах и принятию управленческих решений

Согласно требованиям СТО Газпром 2-2.3-095-2007 [128] все эксплуатируемые МГ подлежат периодическому диагностированию с целью обеспечения их безаварийной работы.

Участки МГ, проходящие по территории распространения многолетнемерзлых грунтов, относят к потенциально опасным структурным элементам. В связи с тем, что для них характерны повышенные риски возникновения нарушений пространственного положения газопровода за счет протекания термоэрозионных процессов и общей деградации околотрубных мерзлых грунтов, при их эксплуатации предусматривают повышенные объемы диагностических обследований.

Существующим комплексным подходом к диагностическому обследованию линейной части МГ в мерзлых грунтах дополнительно предусмотрено проведение следующих мероприятий:

- периодические аэрокосмические обследования с целью выполнения общего контроля состояния трассы МГ и выявления термоэрозионных повреждений многолетнемерзлого грунта (просадка, размыв и смещение грунта обратной засыпки, образование локальных зон обводнения и заболачивания);
- специальные обследования, включающие определение уровня грунтовых вод, ореолов оттаивания и промерзания грунта в полосе отвода и вокруг газопроводов и фиксацию перемещений грунтов, проводятся с целью установления общей и локальной деградации мерзлых грунтов (специальные обследования на современных газотранспортных объектах предусматриваются на постоянной основе за счет оснащения газопроводной инфраструктуры системой геотехнического мониторинга);
- определение пространственного положения МГ на участках обнаружения признаков деградации мерзлых грунтов, с целью выявления нарушений пространственного положения газопровода (недозаглубление, выпучивание, всплытие и просадка).

Первые два вида мероприятий направлены на оценку функциональных показателей многолетнемерзлых грунтов в качестве основания эксплуатируемого технологического объекта. Третий вид мероприятий позволяет оценить непосредственно параметры самого МГ и численно определить показатели, непосредственно влияющие на безопасность его эксплуатации. При обработке данных о выявленных нарушениях пространственного положения МГ проводят оценку изменяющихся нагрузок и определяют показатели напряженно-деформированного состояния, на основании чего делается вывод о его техническом состоянии, и принимаются управленческие решения по возможности дальнейшей эксплуатации участка [129].

Для снижения теплового воздействия МГ на многолетнемерзлые грунты применяют трубную теплоизоляцию. В существующей нормативной документации по системному диагностическому обследованию линейной части МГ не предусмотрено проведение оценки фактического состояния теплоизоляционного покрытия подземного газопровода в мерзлых грунтах, данный нормативно-методический пробел предлагается компенсировать путем внедрения метода, разработанного в разделе 4.1.

Предлагаемая схема организационно-технических мероприятий по диагностированию теплоизолированных участков «теплых» МГ в мерзлых грунтах представлена на рисунке 4.7.

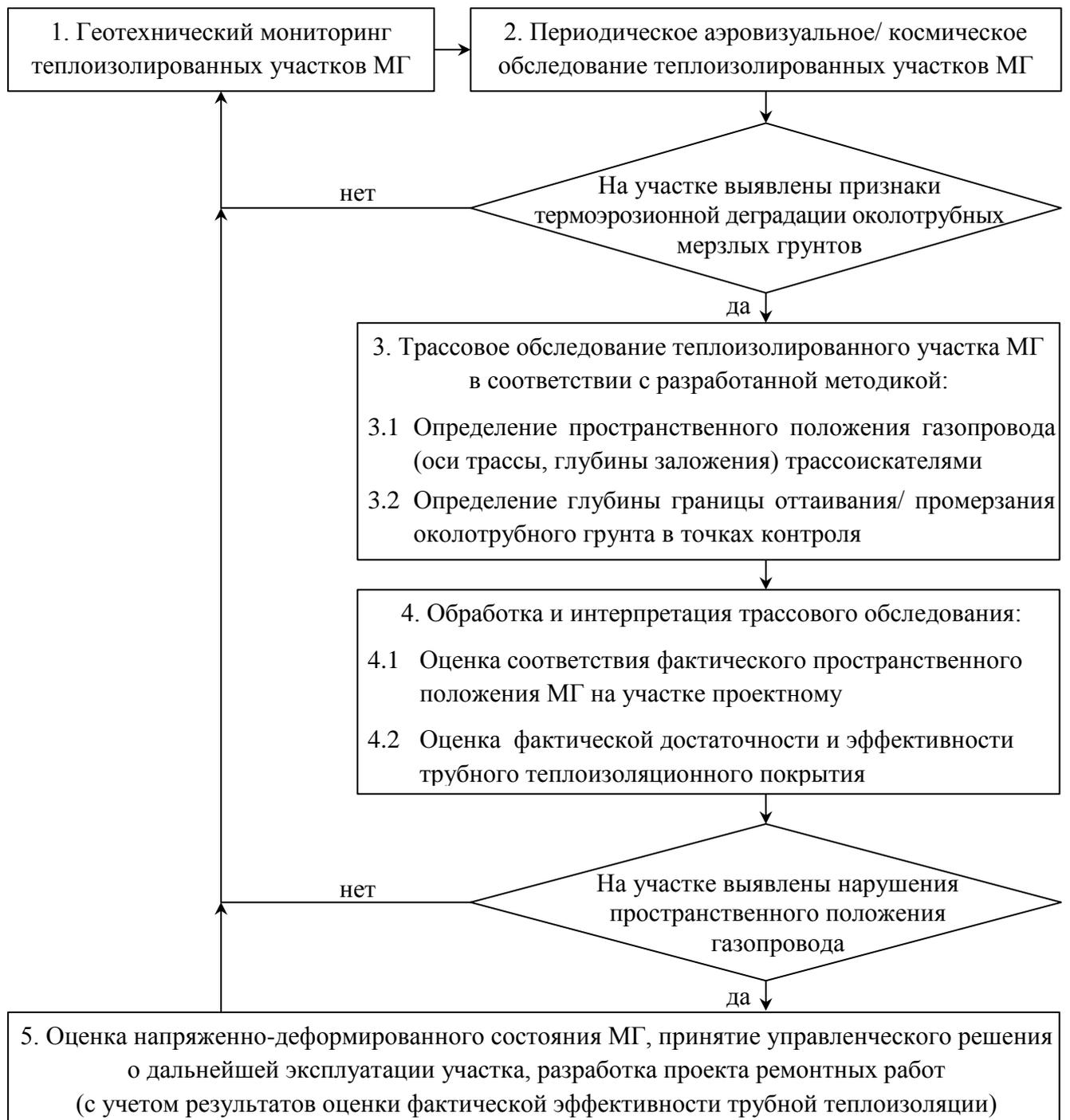


Рисунок 4.7 – Схема мероприятий по диагностированию теплоизолированных участков МГ

Таким образом, при трассовых обследованиях теплоизолированных участков МГ, обеспечивающих транспортировку газа с положительной температурой и имеющих признаки деградации мерзлых грунтов, кроме определения пространственного положения газопровода следует выполнять оценку фактической эффективности трубного теплоизоляционного покрытия. При этом получаемые дополнительные сведения о состоянии теплоизоляционного покрытия не являются значимым фактором надежности эксплуатируемого объекта и никак не учитываются при оценке его технического состояния, не влияют на принятие управленческого решения о возможности дальнейшей эксплуатации участка и необходимости вывода его в ремонт. Полученная в ходе обследования дополнительная информация применяется только для повышения точности долгосрочных теплотехнических расчетов при построении вероятностных сценариев эксплуатации объекта, а также для определения объемов мероприятий по восстановлению теплоизоляционного покрытия при последующих планируемых ремонтных работах на участке.

4.2 Выбор оптимального метода восстановления теплоизоляционного покрытия подземного газопровода на основании оценки его фактической эффективности

4.2.1 Включение мероприятий по восстановлению теплоизоляционного покрытия в комплекс ремонтных работ на подземном газопроводе

Необходимость проведения ремонтных работ на линейном участке МГ определяется его техническим состоянием, установленным на основании комплекса диагностических мероприятий и анализа их результатов [130]. В зависимости от вида выявленных несоответствий (нарушений пространственного положения газопровода, изоляционного покрытия, геометрии, металла и сварных соединений труб) разрабатывается проект ремонта участка подземного газопровода, в котором прописываются все технологические операции по их устранению.

СТО Газпром 2-2.3-231-2008 [131] регламентирует применение стандартных технологий капитального ремонта по устранению дефектов труб, соединительных деталей и изоляционного покрытия, а также специальных технологий по устранению нарушений пространственного положения газопровода в сложных условиях, в том числе и на мерзлых грунтах. Всего нормативным документом предусмотрено проведение капитального ремонта линейной части МГ тремя методами:

- сплошная переизоляция (в траншее или с подъемом на берму траншеи);
- замена участка МГ на участок из новых труб с демонтажем старого, как правило, с предварительной параллельной прокладкой нового участка;

– выборочный ремонт локальных участков МГ по данным диагностики.

Первый и третий методы капитальных ремонтов предусматривают единый порядок технологических операций с различием в объемах проводимых работ. Третий метод предусматривает применение стандартных технологий строительства и демонтажа МГ.

Существующий комплекс нормативных документов по капитальному ремонту линейной части МГ регламентирует порядок проведения всех основных видов работ за исключением мероприятий, связанных с восстановлением теплоизоляционных покрытий. Данный нормативный пробел предлагается устранить за счет включения мероприятий по восстановлению трубной теплоизоляции в общий порядок производства работ. Предлагаемые вариации интегрирования мероприятий по сохранению и восстановлению трубной теплоизоляции (с учетом ее фактического состояния) в существующую структуру проведения капитального ремонта представлены на рисунках 4.8 – 4.10



Рисунок 4.8 – Интеграция мероприятий по сохранению и восстановлению трубной теплоизоляции в структуру капитального ремонта методом сплошной переизоляции участка МГ



Рисунок 4.9 – Интеграция комплексного решения по монтажу трубной теплоизоляции, укладке и закреплению газопровода в структуру капитального ремонта методом замены участка МГ на участок из новых труб

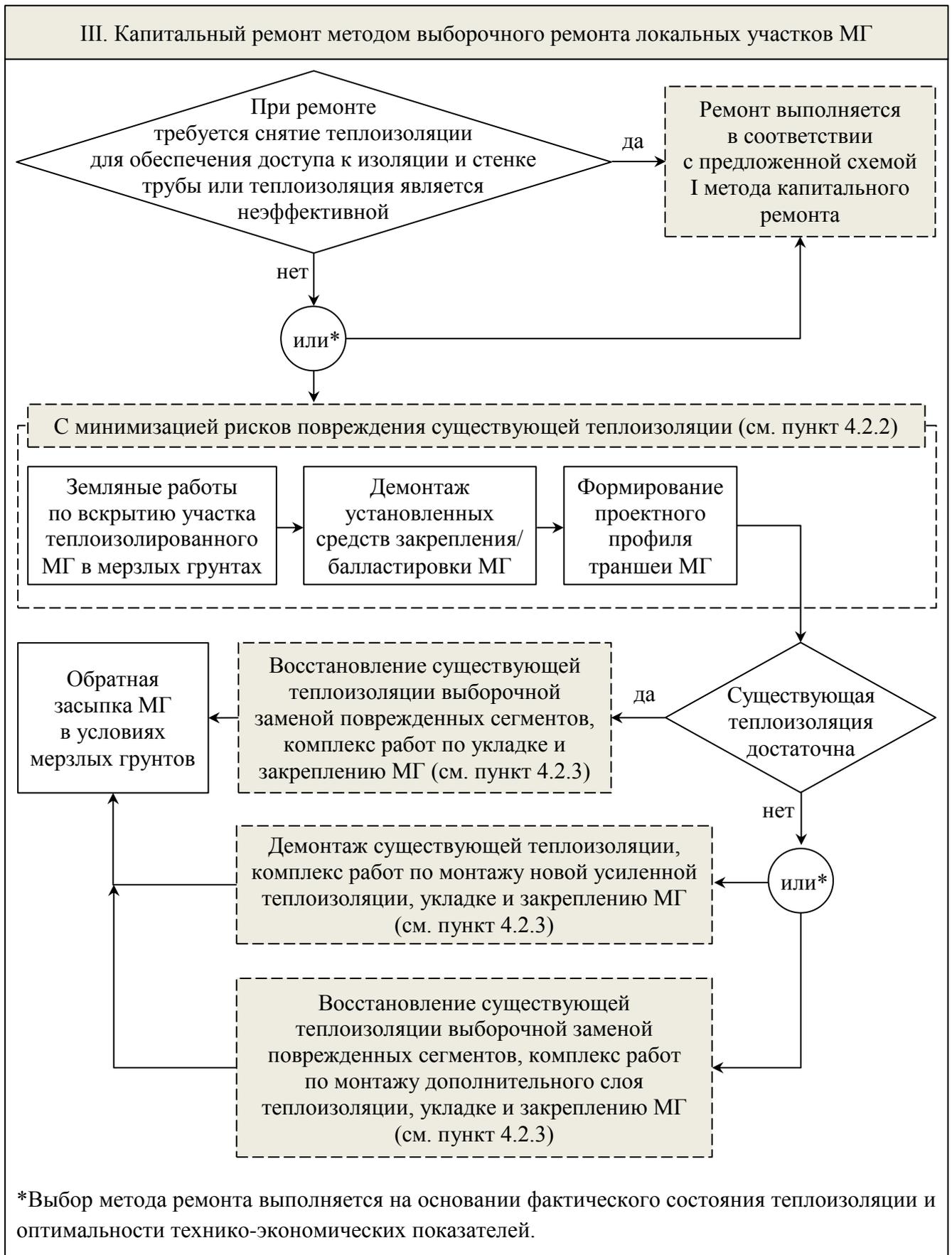


Рисунок 4.10 – Интеграция мероприятий по сохранению и восстановлению трубной теплоизоляции в структуру капитального ремонта методом выборочного ремонта локальных участков МГ по данным диагностики

Вне зависимости от состояния теплоизоляционного покрытия при вскрытии участка газопровода, демонтаже установленных средств закрепления/балластировки, а также его подъеме и перемещении, должны быть предприняты мероприятия по максимальному сохранению целостности существующего покрытия. При установке средств закрепления/балластировки на участке газопровода с восстановленной теплоизоляцией и его обратной засыпке также необходимо предусматривать мероприятия по максимальному ее сохранению, рекомендации представлены в пункте 4.2.2.

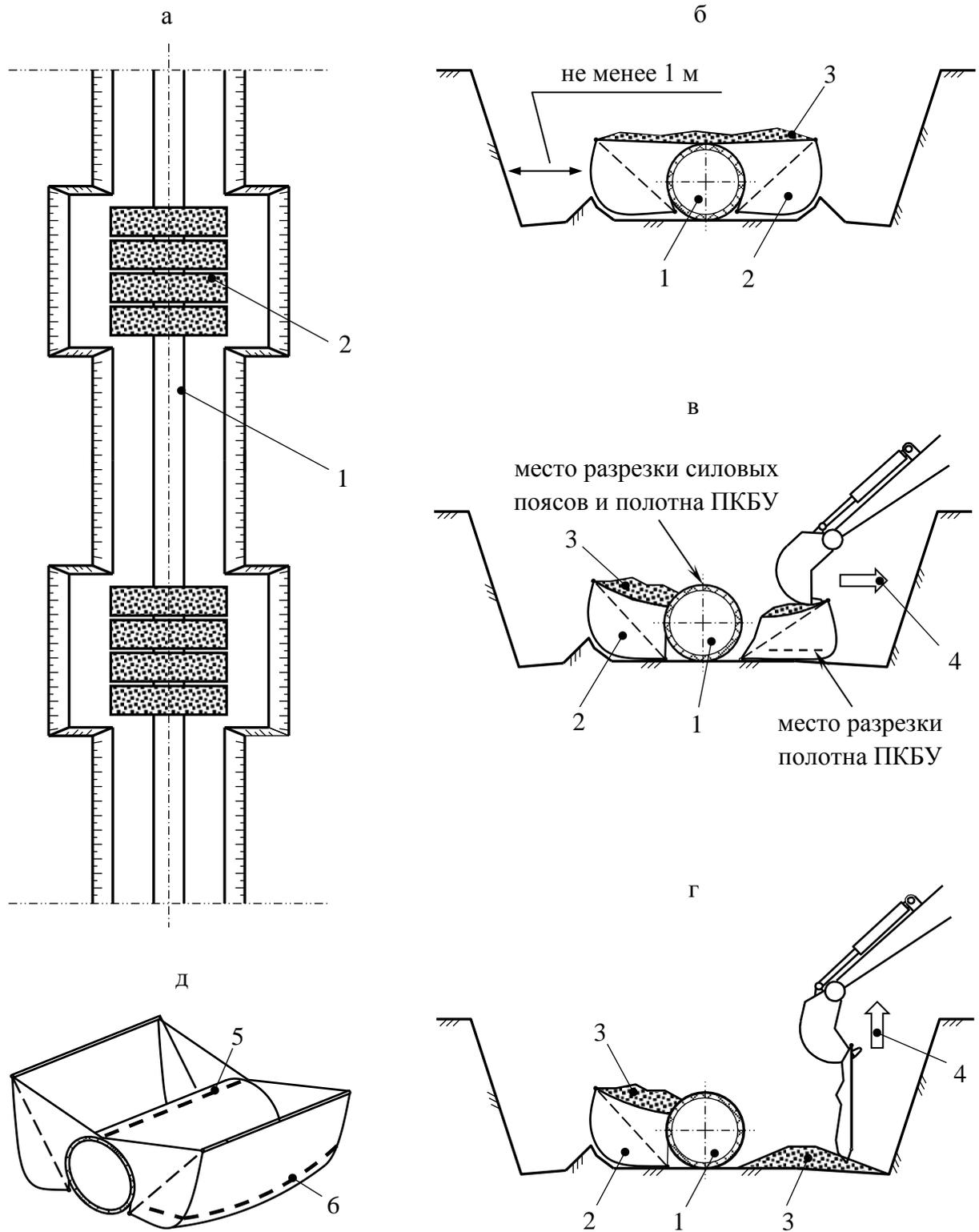
Мероприятия по восстановлению трубного теплоизоляционного покрытия подбираются на основании оценки его фактической эффективности, видов основных ремонтных работ, предусмотренных на участке проектом, и оптимальности технико-экономических показателей. Рекомендации по проведению данного вида мероприятий для различных условий представлены в пункте 4.2.3.

4.2.2 Рекомендации по сохранению теплоизоляционного покрытия при выполнении ремонтных работ на подземном газопроводе

Если ремонт теплоизолированного МГ производится в условиях талого состояния грунта околотрубного пространства, то при вскрытии участка и демонтаже установленных средств закрепления и балластировки должны быть выполнены ниже представленные рекомендации.

1. Если балластировка теплоизолированного участка МГ выполнена с помощью полимер-контейнерных балластирующих устройств (ПКБУ), размещенных группами, работы по их демонтажу выполняют в следующей последовательности (рисунок 4.11):

- теплоизолированный МГ вскрывают до уровня верхней образующей;
- разрезают силовые пояса и полотна ПКБУ, охватывающие трубы (см. рисунок 4.11, д, линия первого разреза);
- справа и слева от ПКБУ выполняют углубления, в которые с помощью экскаватора сдвигают части ПКБУ (см. рисунок 4.11, в);
- выполняют второй разрез полотна ПКБУ (см. рисунок 4.11, д, линия второго разреза);
- извлекают при помощи экскаватора из траншеи части силового каркаса и полотна ПКБУ, при этом грунт, заполняющий ПКБУ, остается в приямке (см. рисунок 4.11, г);
- углубляют траншею, формируют заданный проектный профиль дна, выравнивают поверхность, если грунт сложно поддается выравниванию или имеет крупнообломочные включения, то формируют слой подсыпки мелкодисперсным грунтом высотой 0,2 м;
- при необходимости проведения ремонтных работ на теле газопровода производят снятие имеющейся теплоизоляции с максимальным сохранением целостности сегментов.



1 – теплоизолированный участок МГ; 2 – ПКБУ; 3 – грунт, заполняющий ПКБУ;
 4 – направление перемещения частей ПКБУ при демонтаже; 5 – линия первого разреза;
 6 – линия второго разреза

Рисунок 4.11 – Схема выполнения работ по демонтажу ПКБУ, размещенных в группах:
 а – план траншеи; б – поперечное сечение траншеи в месте установки ПКБУ;
 в – демонтаж ПКБУ; г – извлечение силового каркаса и полотна ПКБУ из траншеи;
 д – порядок разрезки полотна ПКБУ (заполняющий ПКБУ грунт не показан)

2. Если балластировка теплоизолированного участка МГ выполнена с помощью ПКБУ, равномерно распределенных по длине теплоизолированного участка, работы по их демонтажу выполняют в следующей последовательности (рисунок 4.12):

- вскрывают теплоизолированный участок МГ, на участках частичного демонтажа ПКБУ формируют траншею с шириной не менее 4,5 м, поперечному сечению траншеи придают вид, аналогичный представленному на рисунке 4.12, б (одна стенка траншеи находится на уровне боковых образующих труб, между второй стенкой и ПКБУ формируют углубление до уровня нижней образующей трубы);

- в местах размещения средств для подъема и перемещения участка МГ (участках полного демонтажа ПКБУ) поперечному сечению траншеи придают вид, показанный на рисунке 4.12, б (с правой и левой стороны от ПКБУ выполняют углубления);

- при частичном демонтаже ПКБУ, разрезают силовые пояса и полотна, сдвигают одну часть каждого ПКБУ в углубление (сформированное между стенкой траншеи и ПКБУ), извлекают с помощью экскаватора части силового каркаса, полотно и грунт-наполнитель;

- полный демонтаж ПКБУ выполняют в соответствии со схемами, представленными на рисунках 4.11, б – д;

- после демонтажа ПКБУ траншею (для размещения демонтированной части ПКБУ) углубляют, формируют заданный проектный профиль дна (см. рисунок 4.12, в);

- при необходимости проведения ремонтных работ на теле газопровода производят снятие имеющейся теплоизоляции с максимальным сохранением целостности сегментов;

- восстановленный теплоизолированный участок газопровода перемещают на подготовленное дно траншеи (см. рисунок 4.12, г), не демонтированные фрагменты ПКБУ оставляются в грунте.

3. Если балластировка участка теплоизолированного МГ выполнена с помощью железобетонных утяжелителей, то должны быть предусмотрены работы по их полному демонтажу, так как после проведения комплекса ремонтных работ на МГ и укладке его на проектные отметки, данные балластирующие устройства подлежат повторному использованию. Демонтаж выполняют в следующей последовательности (рисунок 4.13):

- вскрывают МГ до уровня верхней образующей;

- справа или слева от трубопровода с установленными железобетонными утяжелителями выполняют углубление до уровня нижней образующей трубы (ширина углубления 2,5 – 3,0 м), при одновременном демонтаже балластирующей пары траншею разрабатывают в соответствии с рисунком 4.13, б, при последовательном демонтаже – с рисунком 4.13, в;

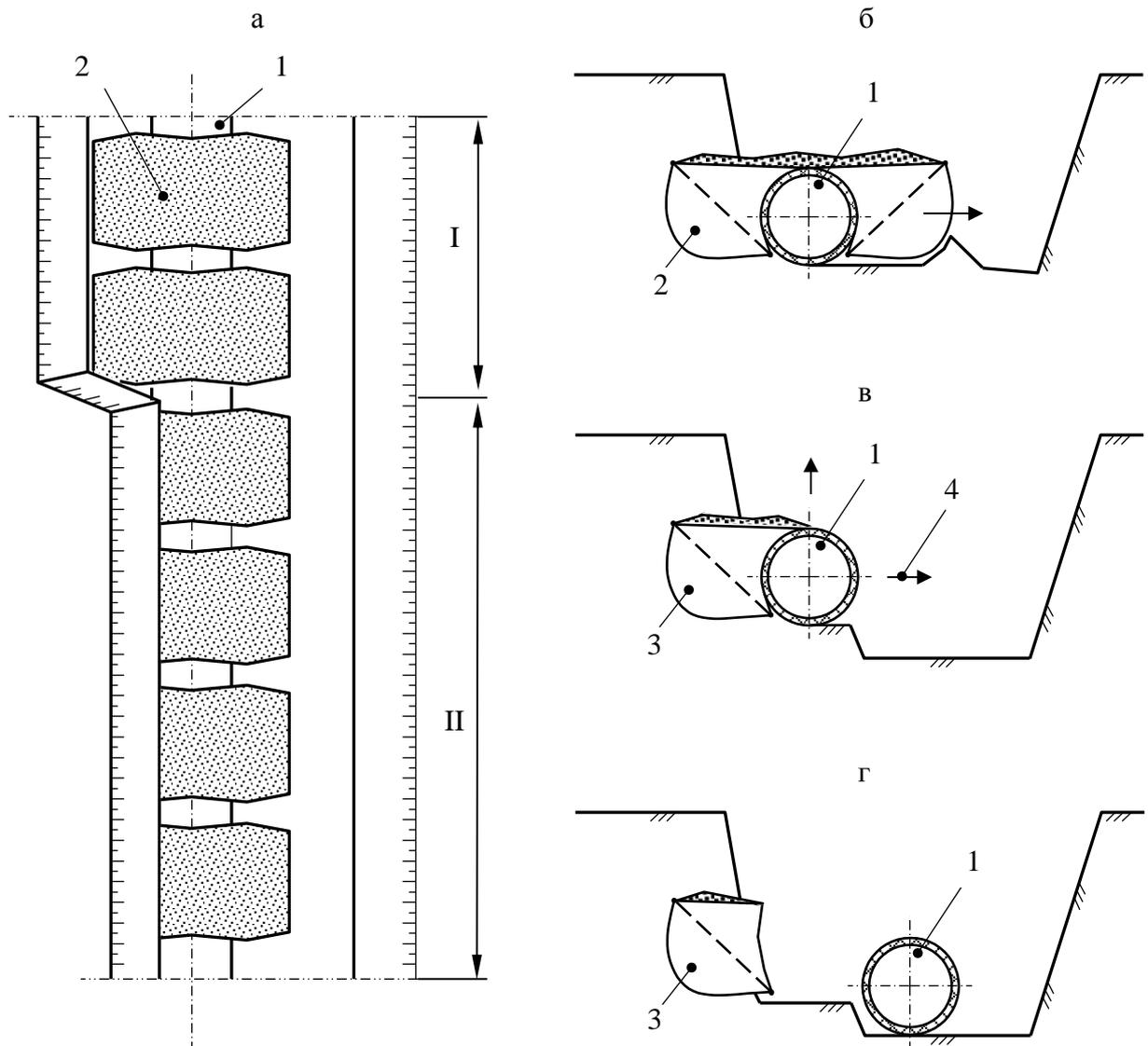
- извлекают железобетонные утяжелители;

- с одной стороны от трубопровода траншею углубляют, формируют заданный

проектный профиль дна, при необходимости расширяют;

– при необходимости проведения ремонтных работ на теле газопровода производят снятие имеющейся теплоизоляции с максимальным сохранением целостности сегментов;

– восстановленный теплоизолированный участок газопровода перемещают на подготовленное дно траншеи и демонтируют оставшиеся в грунте железобетонные утяжелители (см. рисунок 4.13, г)



I – участок полного демонтажа ПКБУ; II – участок частичного демонтажа ПКБУ;

1 – теплоизолированный участок МГ; 2 – ПКБУ; 3 – фрагмент ПКБУ;

4 – направление перемещения участка МГ

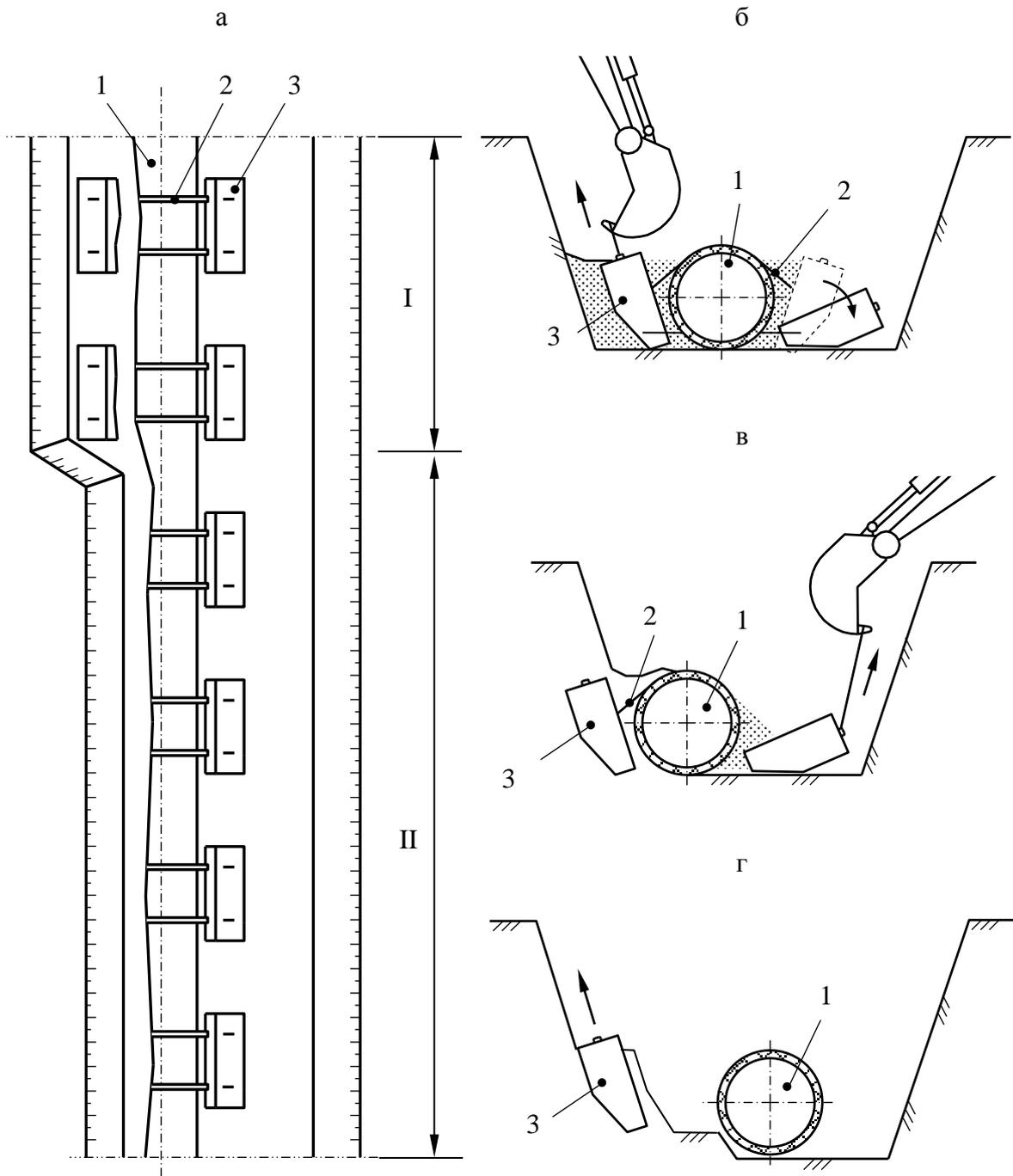
Рисунок 4.12 – Схема выполнения работ по демонтажу ПКБУ,

равномерно распределенных по длине участка теплоизолированного газопровода:

а – план траншеи; б – поперечное сечение траншеи на участке частичного демонтажа ПКБУ;

в – частичный демонтаж ПКБУ, формирование траншеи заданного профиля;

г – перемещение участка МГ



I – участок одновременного демонтажа железобетонных утяжелителей;

II – участок последовательного демонтажа железобетонных утяжелителей;

1 – теплоизолированный участок МГ; 2 – силовой пояс железобетонного балластирующего устройства; 3 – железобетонное балластирующее устройство

Рисунок 4.13 – Схема выполнения работ по демонтажу железобетонных балластирующих устройств: а – план траншеи; б – поперечное сечение траншеи на участке одновременного демонтажа балластирующих устройств; в – поперечное сечение траншеи на участке последовательного демонтажа балластирующих устройств; г – формирование траншеи заданного профиля, перемещение участка МГ, демонтаж оставшихся утяжелителей

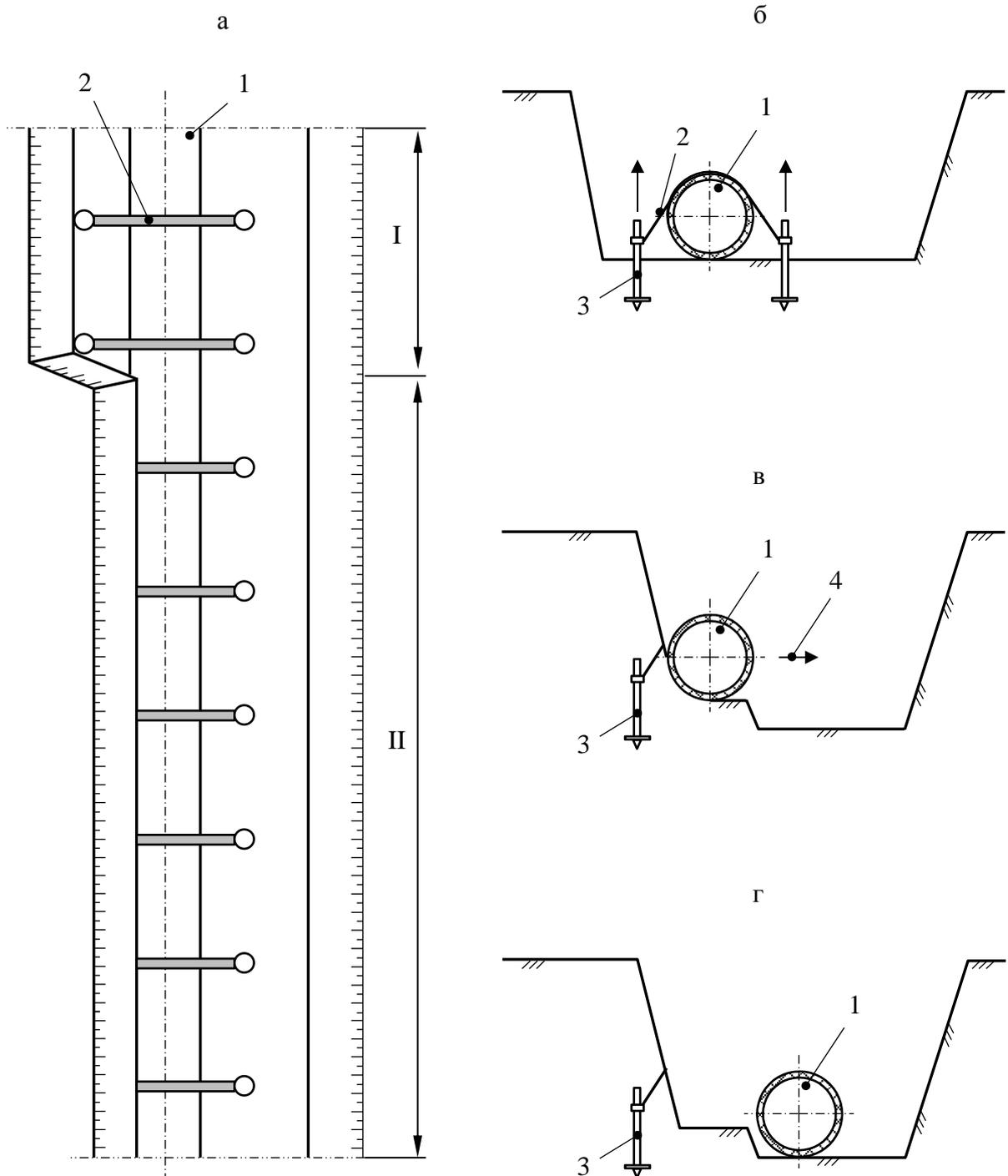
4. Если закрепление теплоизолированного МГ выполнено с помощью анкерных устройств, то работы по их демонтажу выполняют в следующей последовательности:

- вскрывают МГ до уровня верхней образующей, производят разрез силовых поясов анкерной пары;
- производят разработку траншеи: в местах полного демонтажа анкерных устройств профилю траншеи придают вид в соответствии со схемой на рисунке 4.14, б, в местах частичного демонтажа – в соответствии со схемой на рисунке 4.14, в;
- с одной стороны от трубопровода траншею углубляют, формируют заданный проектный профиль дна, при необходимости расширяют;
- при необходимости проведения ремонтных работ на теле газопровода производят снятие имеющейся теплоизоляции с максимальным сохранением целостности сегментов;
- восстановленный теплоизолированный участок газопровода перемещают на подготовленное дно траншеи, не демонтированные анкерные устройства оставляют в грунте (см. рисунок 4.14, г).

Если ремонт теплоизолированного МГ производится в условиях мерзлого состояния грунта околотрубного пространства, то работы по вскрытию участка и демонтажу установленных средств закрепления/балластировки проводят по стандартным схемам, а мероприятия по сохранению существующего покрытия ограничиваются минимизацией механизированных работ вблизи теплоизолированного трубопровода. При этом при первой возможности рекомендуется снять теплоизоляционное покрытие с газопровода и провести отбор целых сегментов для их использования при повторной теплоизоляции.

При проведении работ по подъему, перемещению и укладке теплоизолированного МГ также должны предусматриваться мероприятия по сохранению существующей теплоизоляции:

- для создания максимально распределенной нагрузки применяемые траверсы должны иметь длину не менее 4 м и позволяющие равномерно разместить не менее пяти мягких монтажных полотенец, каждое из которых имеет ширину не менее 600 мм (рисунок 4.15, а);
- на период проведения работ по перемещению теплоизолированного участка МГ необходимо использовать средства дополнительного временного закрепления кольцевой теплоизоляции (см. рисунок 4.15, б). В качестве временных дополнительных средств закрепления кольцевой теплоизоляции для труб используют стяжные грузовые ремни шириной не менее 150 мм с натяжным устройством. Шаг размещения стяжных грузовых ремней на поверхности теплоизолированных труб должен составлять не более 1 м в местах размещения мягких монтажных полотенец и не менее 2,5 м на остальной поверхности теплоизолированного участка МГ. После завершения работ по перемещению теплоизолированного участка МГ, стяжные грузовые ремни демонтируют.



I – участок полного демонтажа анкерной пары;

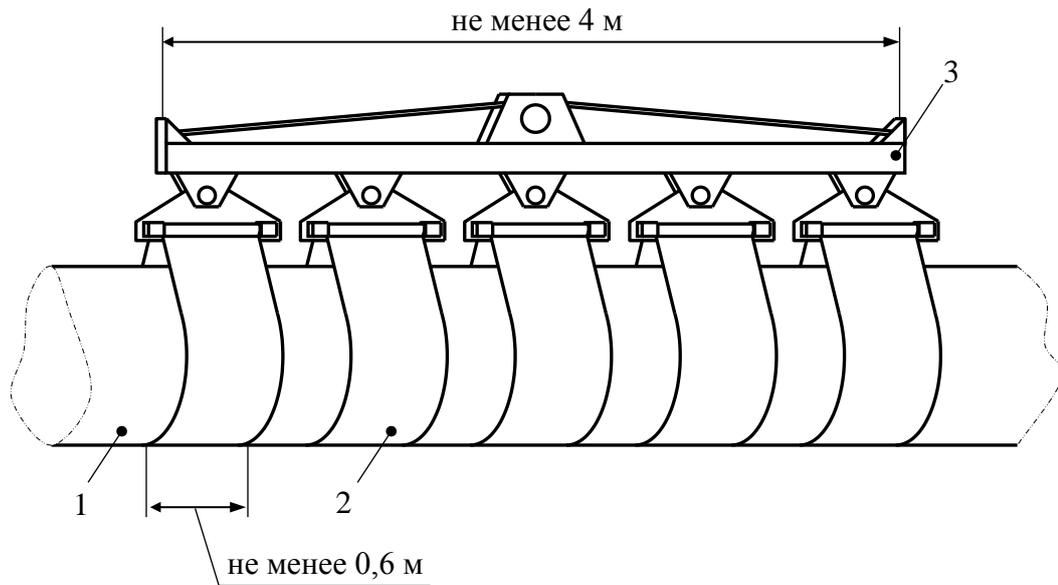
II – участок частичного (одностороннего) демонтажа анкерных устройств;

1 – теплоизолированный участок МГ; 2 – силовой пояс анкерной пары;

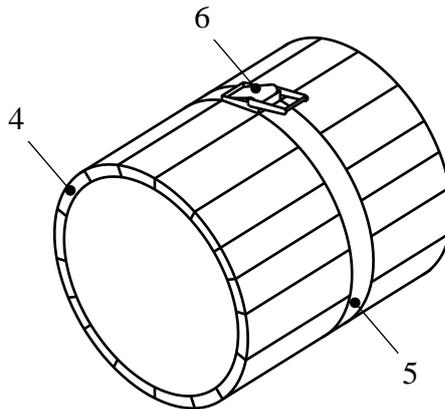
3 – анкерное устройство; 4 – направление перемещения участка МГ

Рисунок 4.14 – Схема выполнения работ по демонтажу анкерных устройств, равномерно распределенных по длине участка теплоизолированного газопровода:
 а – план траншеи; б – поперечное сечение траншеи на участке полного демонтажа анкерной пары; в – поперечное сечение траншеи на участке частичного (одностороннего) демонтажа анкерной пары, формирование траншеи заданного профиля; г – перемещение участка МГ

а



б



- 1 – теплоизолированный МГ; 2 – мягкое монтажное полотенце; 3 – траверса;
 4 – кольцевая теплоизоляция труб; 5 – стяжной грузовой полимерный ремень;
 6 – механизм натяжения стяжного грузового полимерного ремня

Рисунок 4.15 – Оборудование, рекомендуемое к использованию при перемещении теплоизолированного участка МГ:

а – траверса с мягкими монтажными полотенцами; б – стяжной грузовой ремень

После укладки отремонтированного газопровода в подготовленную траншею проводятся мероприятия по его закреплению. Технологические операции по установке анкерных или балластирующих устройств вблизи теплоизолированного газопровода должны проводиться с обеспечением сохранения целостности теплоизоляционного покрытия от механических повреждений. Также для фиксации средств закрепления и балластировки не рекомендуется применять стандартные силовые пояса, а формировать равномерную нагрузку на покрытие за счет применения специальных устройств (см. пункт 4.3.3).

Засыпка уложенного и закрепленного теплоизолированного МГ должна проводиться однородным грунтом обратной засыпки с исключением крупнообломочных фракций скальных и мерзлых грунтов, размером более 50 мм, или привозным грунтом. Грунт подсыпки и присыпки не должен содержать лед и снег [7]. Изначально производят трамбовку грунта в пазухи между трубой и дном траншеи, затем засыпают пространство между газопроводом и стенкой траншеи одновременно с двух сторон равными слоями 0,10 – 0,25 м с их трамбовкой, таким способом производят засыпку до уровня превышающего 0,30 м от верха теплоизолированного трубопровода. Трамбовка грунта в околотрубной зоне проводится ручным способом. Последующая засыпка траншеи и формирование валика осуществляется механизированным способом с послойным уплотнением.

4.2.3 Разработка методов восстановления теплоизоляционного покрытия подземного газопровода в зависимости от его фактической эффективности

Всего можно выделить три целевых направления восстановления трубной сборной теплоизоляции:

- замена существующего теплоизоляционного покрытия на аналогичное новое (для случаев, если проектом на ремонт участка МГ предусмотрено обеспечение доступа к изоляции и стенке трубы или существующая теплоизоляция признана достаточной и неэффективной);

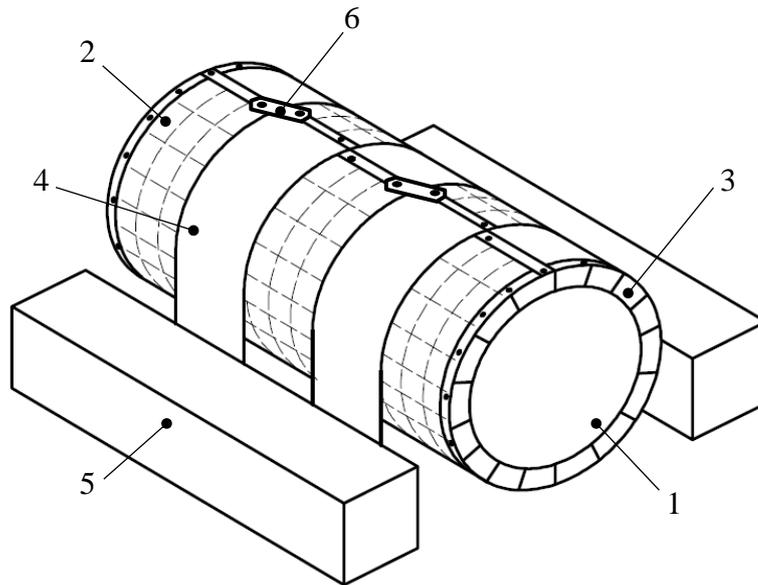
- усиление существующего теплоизоляционного покрытия (для случаев, если существующая теплоизоляция признана недостаточной в фактических условиях эксплуатации, может реализовываться двумя способами: заменой существующего теплоизоляционного покрытия на новое усиленное или восстановление существующей теплоизоляции и установление поверх нее дополнительного усиливающего слоя);

- восстановление существующего теплоизоляционного покрытия выборочной заменой поврежденных сегментов (для случаев, если существующая теплоизоляция признана достаточной и эффективной или с пониженной эффективностью).

В настоящее время при монтаже теплоизоляции отдельные сегменты соединяют в единое покрытие посредством охватывающих хомутов, а сверху дополнительно могут устанавливать пленочную гидроизоляцию. При анализе существующего опыта эксплуатации подземных газопроводов, оборудованных трубной сборной теплоизоляцией из жестких вспененных материалов, было выявлено, что фактическая ее эффективность значительно ниже проектной, основной причиной этого является образование зазоров между отдельными сегментами (см. подраздел 1.4), образующимися из-за несовершенства существующего метода монтажа.

Наиболее сильная деформация трубного сборного теплоизоляционного покрытия наблюдается в зонах дополнительной механической нагрузки от средств закрепления/балластирования, применение которых является обязательным условием надежной эксплуатации газопроводов в оттаивающих мерзлых грунтах.

Очевидно, что для обеспечения высокой эффективности теплоизоляции подземного газопровода в течение всего срока эксплуатации необходимо усовершенствовать технологию ее закрепления. Для этого к использованию предлагается конструкция, одновременно выполняющая функции фиксации теплоизоляционного покрытия и установки средств закрепления/балластирования газопровода. Схема конструкции представлена на рисунке 4.16.



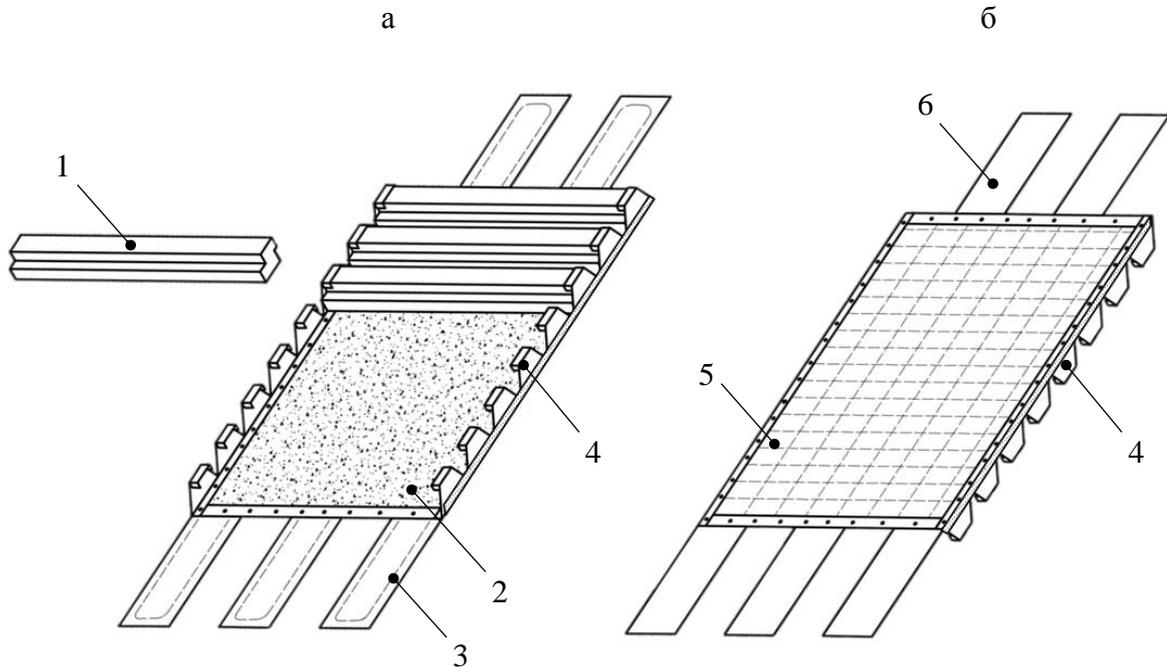
1 – газопровод; 2 – разъемный корпус; 3 – торцевой упор; 4 – охватывающие элементы;
5 – балластирующие элементы; 6 – замковые элементы

Рисунок 4.16 – Устройство для комплексной теплоизоляции и балластирования газопровода

Предлагаемое устройство для комплексной теплоизоляции и балластирования газопровода (см. рисунок 4.16) содержит разъемный цилиндрический полимерный корпус, оснащенный торцевыми упорами, полимерными, охватывающими трубопровод элементами, присоединяемыми к балластирующим устройствам, а также замковыми узлами, обеспечивающими замыкание корпуса после установки устройства на трубопровод. Замыкание корпуса устройства выполняется по линии верхней образующей трубы.

Корпус устройства в развернутом виде имеет прямоугольную форму (рисунок 4.17) и состоит из внутреннего водонепроницаемого слоя из полимерного материала с пористой структурой, а также защитного наружного слоя из полимерного материала с ячеистой структурой. Сегментная теплоизоляция располагается на внутренней поверхности корпуса. Для соединения корпуса и сегментной теплоизоляции торцевые упоры оснащаются П-образными

полостями, в которые помещаются торцевые части теплоизолирующих сегментов. Наружный слой корпуса из ячеистого полимерного материала обеспечивает предохранение внутреннего слоя, а также сегментной теплоизоляции от механического воздействия фрагментов скального или мерзлого грунта [132].



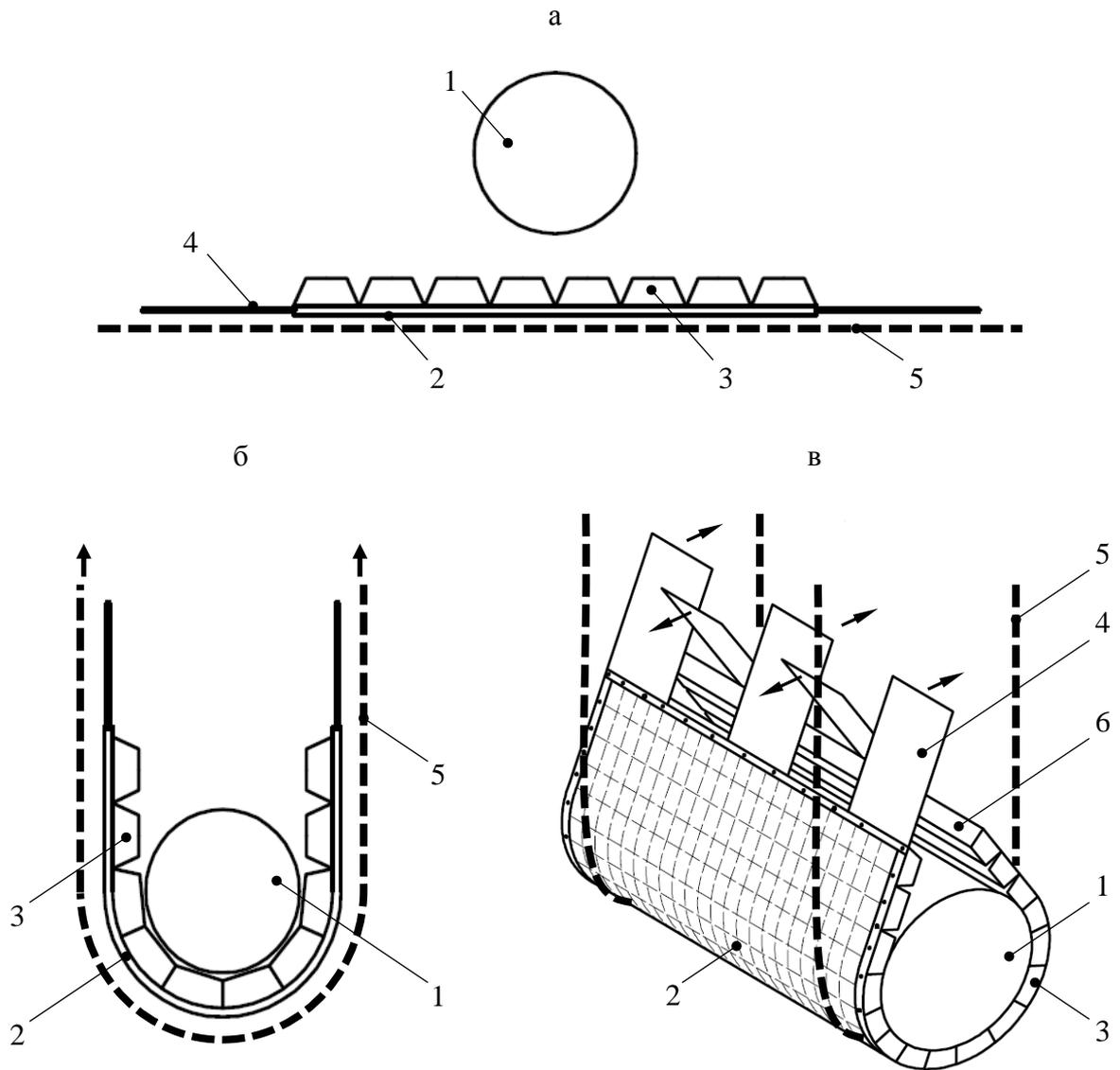
1 – теплоизолирующий сегмент; 2 – внутренний водонепроницаемый слой;
3 – усиливающий трос; 4 – торцевой упор; 5 – внешний слой; 6 – охватывающий элемент
Рисунок 4.17 – Корпус устройства для комплексной теплоизоляции и балластировки газопровода: а – внутренняя сторона, примыкающая к газопроводу; б – наружная сторона

Полимерные, охватывающие трубопровод элементы, расположенные на линии замыкания корпуса, размещаются несимметрично, с взаимным смещением вдоль корпуса на ширину элемента. Для повышения несущей способности, а также предотвращения растяжения и деформации, охватывающие элементы оснащаются силовыми металлическими тросами.

Для обеспечения герметичного соединения нескольких последовательно размещаемых корпусов, на наружной части торцевых упоров размещена гидроизолирующая торцевая клеящая лента.

При монтаже, корпус устройства (рисунок 4.18, а) в развернутом виде укладывают под газопроводом, при этом предварительно под корпусом размещают не менее двух грузоподъемных стропов, концы которых присоединяют к грузоподъемному механизму. Поднимают стропы вверх (рисунок 4.18, б), при этом корпус прижимается к нижней образующей газопровода, далее выполняют замыкание корпуса с помощью замковых узлов. Перекидывают охватывающие элементы, расположенные справа на левую сторону и

расположенные слева на правую сторону (рисунок 4.18 в), после чего присоединяют к свисающим концам охватывающих элементов парные балластирующие устройства, предварительно установленные на дне траншеи в месте установки устройства комплексной теплоизоляции и балластировки. Сначала присоединяют балластирующее устройство расположенное справа или слева от газопровода, далее присоединяют второе балластирующее устройство таким образом, чтобы обеспечить натяжение охватывающих элементов, в результате чего достигается эффективное обжатие корпусом газопровода, устраняются возможные зазоры между сегментами теплоизоляции.



1 – газопровод; 2 – корпус; 3 – торцевой упор; 4 – охватывающий элемент;
5 – строп; 6 – теплоизолирующий сегмент

Рисунок 4.18 – Закрепление устройства для комплексной теплоизоляции и балластировки на газопроводе: а – размещение устройства под трубой; б – подъем корпуса с охватом нижней образующей трубы; в – полный охват трубы корпусом устройства

Применение полимерного корпуса, содержащего соединенные между собой внутренний водонепроницаемый слой, выполненный из полимерного материала с пористой структурой, а также защитный наружный слой, выполненный из полимерного материала с ячеистой структурой, обеспечивает эффективную защиту сегментной теплоизоляции от внешних механических воздействий. Включение в конструкцию устройства полимерных охватывающих трубопровод элементов, армированных силовыми металлическими тросами, позволяет обеспечить закрепление балластирующих устройств и повысить теплоизоляционные характеристики заявленного устройства. Цельное исполнение охватывающих элементов и корпуса устройства, а также их армирование силовыми металлическими тросами, позволяет достичь равномерного распределения нагрузки, создаваемой балластирующими устройствами. При этом повышение теплоизоляционных характеристик заявленного устройства достигается тем, что значительно увеличивается степень равномерно распределенного обжатия сегментной теплоизоляции, что приводит к минимизации образования локальных зон повышенного теплообмена.

На изобретение «Устройство для комплексной теплоизоляции и балластировки трубопровода» получен патент РФ № 223680, F16L 59/00, опубликован 29.07.2024 [133]. В качестве аналогов и прототипа разработки были выбраны:

1. Способ нанесения балластного покрытия на поверхность трубы, патент РФ № 2345267, F16L 9/02, опубликован 27.01.2009 [134]. Ключевые недостатки аналога:

- сложность процесса нанесения балластного покрытия, обусловленная многостадийностью и необходимостью применения специальной техники;
- низкие теплоизоляционные свойства получаемого готового покрытия;
- высокая подверженность повреждению получаемого готового покрытия при наличии локальных выступов на поверхности укладки.

2. Способ теплоизоляции трубы, патент РФ № 2258173, F16L 59/00, F16L 59/14, опубликован 10.08.2005 [135]. Ключевые недостатки аналога аналогичны недостаткам первого аналога.

3. Устройство для балластировки трубопровода, авторское свидетельство № 1807281, F16L 1/06, опубликован 07.04.1993 [136]. Ключевые недостатки аналога:

- низкие теплоизолирующие свойства итоговой конструкции, обусловленной, в том числе неплотным прилеганием грунтозаполненных мешков и образованием в связи с этим температурных мостов;
- значительная подверженность повреждению нижней образующей трубопровода при наличии локальных выступов на поверхности укладки.

4. Защитный кожух теплоизоляции, патент РФ № 15215, F16L 59/00, опубликован 27.09.2000 [137]. Ключевые недостатки аналога:

- высокая подверженность образованию температурных мостов, по причине деформации (разрушения) теплоизоляции, вследствие вдавливания ребер и связей защитного кожуха в теплоизоляционный слой;

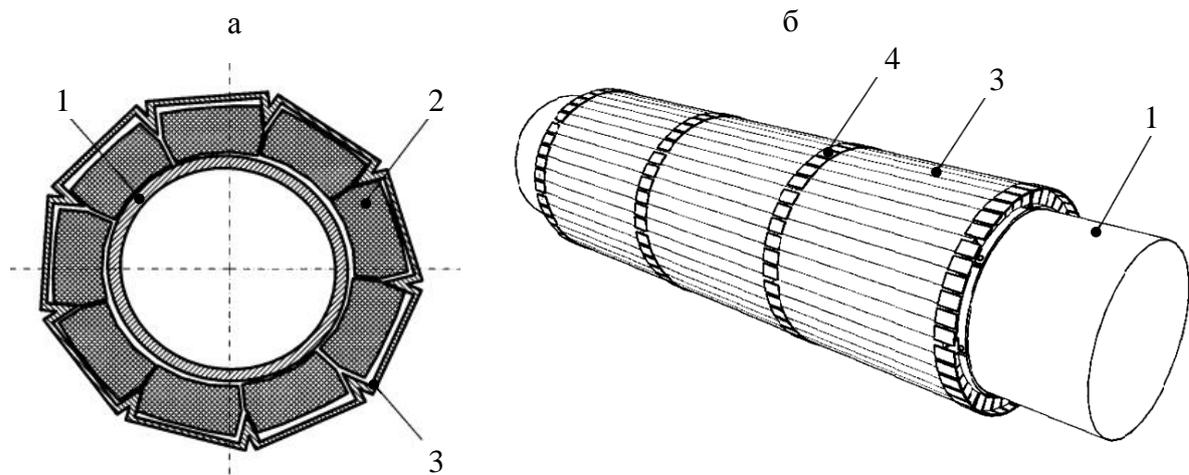
- низкая степень гидроизоляции.

5. Способ теплоизоляции трубопровода, патент РФ № 2703897, F16L 59/14, опубликован 22.10.2019 [138]. Ключевые недостатки прототипа (рисунок 4.19):

- подверженность деформации сегментов теплоизоляции при наличии локальных выступов на поверхности укладки;

- подверженность всплытию конструкции, по причине отсутствия балластирующих свойств, и, как следствие, усложнение сооружения участка трубопровода, по причине необходимости доукомплектования балластирующими устройствами;

- подверженность образованию температурных мостов, в результате неплотного прилегания сегментов теплоизоляции.



1 – газопровод; 2 – сегмент теплоизоляции; 3 – защитная оболочка;

4 – узлы закрепления сегментов теплоизоляции и защитной оболочки

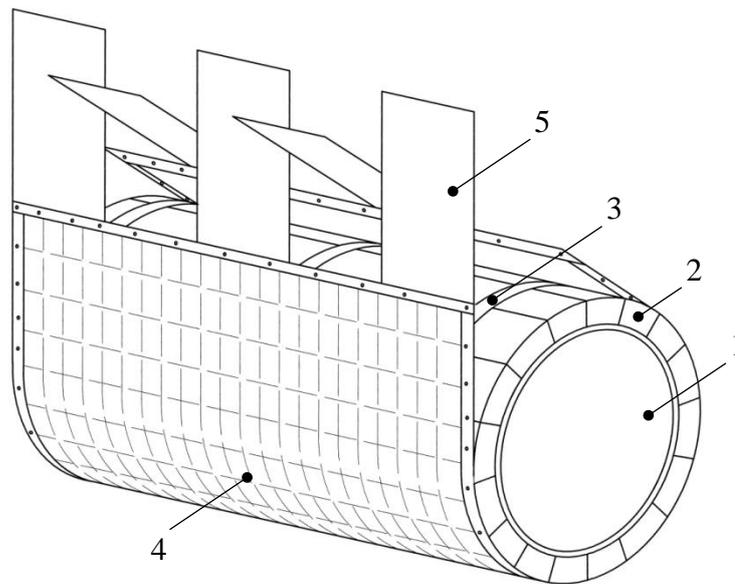
Рисунок 4.19 – Прототип устройства для комплексной теплоизоляции и балластировки газопровода (патент РФ № 2703897 [138])

Таким образом, замену существующего трубного сегментного теплоизоляционного покрытия на аналогичное или усиленное новое рекомендуется проводить с использованием устройства для комплексной теплоизоляции и балластировки газопровода (см. рисунки 4.16 – 4.18). При этом если замена теплоизоляции осуществляется на аналогичную, то возможно собирать теплоизоляцию как из только новых сегментов, так и комбинированно: из новых и целых бывших в эксплуатации.

Для случая, если существующая теплоизоляция является недостаточной в фактических условиях эксплуатации МГ, но признана эффективной или с пониженной эффективностью, то одним из вариантов может быть комбинированное решение по восстановлению существующей теплоизоляции методом выборочной замены сегментов и установки сверху дополнительного слоя сегментной теплоизоляции с использованием разработанного устройства (см. рисунки 4.16 – 4.18).

Очевидно, что если существующая теплоизоляция газопровода является достаточной и признана эффективной или с пониженной эффективностью, то с точки зрения минимизации трудозатрат на таких участках рекомендуется восстанавливать покрытие выборочной заменой поврежденных сегментов. Чтобы обеспечить надежную фиксацию теплоизоляции на весь период эксплуатации, а также минимизировать нагрузки от средств балластирования, предлагается использовать упрощенный вариант разработанного устройства.

Устройство упрощенной конструкции для комплексной теплоизоляции и балластирования, отличающееся отсутствием торцевого упора с П-образными полостями для фиксации теплоизоляционных сегментов, представлено на рисунке 4.20.



1 – газопровод; 2 – сегментная теплоизоляция; 3 – стяжной хомут; 4 – съемный корпус;
5 – охватывающий элемент

Рисунок 4.20 – Устройство упрощенной конструкции
для комплексной теплоизоляции и балластирования газопровода

Также устройство упрощенной конструкции (см. рисунок 4.20) может быть использовано в случае усиления недостаточной теплоизоляции листовым гибким утеплителем. В этом случае листовой утеплитель монтируется поверх восстановленного сегментного теплоизоляционного покрытия и предварительно закрепляется стяжными хомутами, сверху устанавливается

устройство упрощенной конструкции с замыканием корпуса с помощью замковых узлов, перекидываются охватывающие элементы и закрепляются средства балластировки.

Таким образом, восстановление теплоизоляционного покрытия может быть реализовано пятью методами:

1) замена существующей теплоизоляции на новую аналогичную (из новых сегментов или комбинированно из новых и целых бывших в эксплуатации), монтируемую с помощью устройства для комплексной теплоизоляции и балластировки;

2) замена существующей теплоизоляции на новую усиленную, монтируемую с помощью устройства для комплексной теплоизоляции и балластировки;

3) выборочная замена поврежденных сегментов на новые, установка устройства упрощенной конструкции для комплексной теплоизоляции и балластировки газопровода;

4) выборочная замена поврежденных сегментов на новые, монтаж дополнительного сегментного теплоизоляционного покрытия с помощью устройства для комплексной теплоизоляции и балластировки;

5) выборочная замена поврежденных сегментов на новые, монтаж дополнительного листового утеплителя с предварительным закреплением стяжными хомутами и последующей установкой устройства упрощенной конструкции для комплексной теплоизоляции и балластировки газопровода.

Все разработанные методы восстановления теплоизоляционного покрытия подземного газопровода можно сгруппировать в зависимости от его фактического состояния и условий проведения ремонтных работ. Группировка представлена в таблице 4.4.

Таблица 4.4 – Методы восстановления теплоизоляционного покрытия подземного газопровода в зависимости от его фактического состояния и условий проведения ремонтных работ

Условие проведения ремонтных работ	Фактическое состояние существующей теплоизоляции	Рекомендуемые методы восстановления теплоизоляции
При ремонте требуется обеспечение доступа к изоляции и стенке трубы	Достаточная	1
	Недостаточная	2
При ремонте не требуется обеспечение доступа к изоляции и стенке трубы (устранение нарушений пространственного положения МГ)	Достаточная эффективная или с пониженной эффективностью	1, 3
	Достаточная неэффективная	1
	Недостаточная эффективная или с пониженной эффективностью	2, 4, 5
	Недостаточная неэффективная	2

4.3 Выводы по главе 4

1. Разработан метод оценки фактического состояния теплоизоляции подземного газопровода в мерзлых грунтах, основанный на комбинированной интерпретации результатов расчетных моделирований и трассовых измерений границ оттаивания и промерзания грунта в контрольных сечениях.

2. Определена классификация состояния теплоизоляции по показателям достаточности и фактической эффективности:

– если при расчетном моделировании установлено, что при фактических режимах эксплуатации на наружной поверхности бездефектной теплоизоляции газопровода в течение всего года наблюдается температура не меньше $0\text{ }^{\circ}\text{C}$, то ее следует признать недостаточной, в других случаях – достаточной;

– если в ходе трассового обследования установлено, что эквивалентная дефектность на участке МГ составляет $\omega_{\text{экв.уч}} \leq 5,0\%$, а эффективность $\mathcal{E}_{\text{уч}} > 0,65$, то теплоизоляция является эффективной;

– если эквивалентная дефектность находится в диапазоне $5\% < \omega_{\text{экв.уч}} \leq 23\%$ и эффективность $0,25 < \mathcal{E}_{\text{уч}} \leq 0,65$, то теплоизоляция – с пониженной эффективностью;

– если эквивалентная дефектность $\omega_{\text{экв.уч}} > 23,0\%$ и эффективность $\mathcal{E}_{\text{уч}} \leq 0,25$, то теплоизоляция – неэффективная.

3. Предложена интеграция разработанного метода определения фактического состояния теплоизоляции в существующую систему организационно-технических мероприятий по диагностированию теплоизолированных участков подземных газопроводов в мерзлых грунтах и принятию управленческих решений.

4. Предложено включение мероприятий по сохранению и восстановлению теплоизоляционного покрытия в комплекс капитальных ремонтных работ на подземном газопроводе. Рекомендованы мероприятия по сохранению существующего теплоизоляционного покрытия при выполнении основных видов ремонтных работ. Разработано пять методов восстановления теплоизоляционного покрытия подземного газопровода с применением специальных устройств для комплексной теплоизоляции и балластирования (патент РФ № 223680, F16L 59/00, опубликован 29.07.2024). Выбор метода восстановления существующего теплоизоляционного покрытия осуществляется на основании его фактического состояния, условий проведения ремонтных работ и оптимальности технико-экономических затрат.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

1. Проанализирован опыт эксплуатации отечественных газопроводов, оборудованных сборной теплоизоляцией и эксплуатируемых в условиях многолетнемерзлых грунтов. Установлено, что на теплоизолированных участках часто фиксируются проявления экзогенных геологических процессов, следовательно, фактическая эффективность покрытия ниже ожидаемой, заложенной при проектных моделированиях. Определены конструкционные недостатки теплоизоляции и схемы развития потенциальных повреждений.

2. Разработана и реализована методика расчетно-экспериментальной оценки функциональных показателей образца трубной теплоизоляции в бездефектном и дефектном состоянии. Установлено, что зависимость, связывающая интенсивность теплопередачи от источника тепла в мерзлый грунт через плоский образец теплоизоляции из экструзионного пенополистирола и показатель его дефектности, может быть описана полиномом второй степени (2.11).

Разработана и реализована методика расчетно-экспериментальной оценки функциональных показателей образца трубной теплоизоляции в бездефектном и дефектном состоянии, основанная на оценке интенсивности теплопереноса между теплоизолируемыми средами. Установлено, что зависимость, связывающая интенсивность теплопереноса от источника тепла в мерзлый грунт через плоский образец теплоизоляции из экструзионного пенополистирола и показатель его дефектности, может быть описана полиномом второй степени (1).

3. Выполнена адаптация стандартной методики [83] прогнозного моделирования температурного режима вечноммерзлых грунтов под задачу взаимодействия с подземным трубопроводом, оборудованным дефектным теплоизоляционным покрытием. Предложен новый подход к расчетному прогнозируемому моделированию, позволяющий повысить достоверность получаемых результатов за счет определения краевых условий на границах расчетной модели на основании фактических данных периодической термометрии грунта, проводимой в рамках геотехнического мониторинга газопровода, для этого разработан алгоритм (см. рисунок 3.6). По результатам расчетного моделирования определено, что зависимость эффективности трубной теплоизоляции из экструзионного пенополистирола от степени ее равномерной дефектности (см. рисунок 3.17) носит сложный полиномиальный характер, а динамика рассчитанной суммарной площади талого и охлажденного грунта модели, в зависимости от ориентационного положения центра дефектной зоны локального дефекта, подчиняется гармоническим законам. Определена зависимость (3.28), позволяющая определить значение суммарной площади талого и охлажденного грунта модели за счет теплового воздействия

газопровода, оборудованного теплоизоляцией, имеющей локальный сквозной дефект, для любого ориентационного положения дефектной зоны заданного размера, зная аналогичный параметр при ориентациях 0 (12) ч и 6 ч.

4. Разработан метод оценки фактического состояния теплоизоляции подземного газопровода в мерзлых грунтах, основанный на комбинированной интерпретации результатов расчетных моделирований и трассовых измерений границ оттаивания и промерзания грунта в точках контроля. Предложена классификация состояния теплоизоляции по показателям достаточности и фактической эффективности. Предложена интеграция разработанного метода определения фактического состояния теплоизоляции в существующую систему организационно-технических мероприятий по диагностированию подземных газопроводов в мерзлых грунтах и принятию управленческих решений. Разработаны рекомендации по сохранению существующего теплоизоляционного покрытия при выполнении основных видов ремонтных работ и пять методов восстановления теплоизоляционного покрытия подземного газопровода с применением специальных устройств для комплексной теплоизоляции и балластировки (патент РФ № 223680, F16L 59/00, опубликован 29.07.2024). Выбор методов сохранения и восстановления теплоизоляции осуществляется на основании ее фактического состояния, условий проведения ремонтных работ и оптимальности технико-экономических затрат.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. СП 36.13330.2012 (СНиП 2.05.06-85*) Магистральные трубопроводы.: Свод правил. Введен в действие с 01.07.2013. – М.: Госстрой, ФАУ «ФЦС», 2012. – 92 с.
2. ГОСТ Р 55989-2014. Магистральные газопроводы. Нормы проектирования на давление свыше 10 МПа. Основные требования.: Национальный стандарт Российской Федерации. Введен в действие с 01.12.2014. – М.: Стандартиформ, 2015. –101 с.
3. СП 25.13330.2020 (СНиП 2.02.04-88) Основания и фундаменты на вечномерзлых грунтах.: Свод правил. Введен в действие с 01.07.2021. – М.: Минстрой России, 2020. –135 с.
4. СП 116.13330.2012 (СНиП 22-02-2003) Инженерная защита территорий, зданий и сооружений от опасных геологических процессов. Основные положения.: Свод правил. Введен в действие с 01.01.2013. – М.: Госстрой, ФАУ «ФЦС», 2012. – 59 с.
5. СП 61.13330.2012 (СНиП 41-03-2003) Тепловая изоляция оборудования и трубопроводов.: Свод правил. Введен в действие с 01.01.2013. – М.: Госстрой, ФАУ «ФЦС», 2012. – 51 с.
6. СТО 2-2.1-249-2008 Магистральные газопроводы.: Стандарт организации. Введен в действие с 26.08.2008. – М.: ООО «ИРЦ Газпром», 2008. – 150 с.
7. СП 86.13330.2022 (СНиП III-42-80*) Магистральные трубопроводы.: Свод правил. Введен в действие с 15.05.2022. – М.: Минстрой России, 2022. – 173 с.
8. СП 410.1325800.2018 Трубопроводы магистральные и промысловые для нефти и газа. Строительство в условиях вечной мерзлоты и контроль выполнения работ.: Свод правил. Введен в действие с 01.03.2019. – М.: Стандартиформ, 2019. – 18 с.
9. ВСН 013-88 Строительство магистральных и промысловых трубопроводов в условиях вечной мерзлоты.: Ведомственные строительные нормы. Введены в действие с 01.01.1989. – М.: Миннефтегазстрой, 1990. – 31 с.
10. СТО Газпром 2-2.2-382-2009 Магистральные газопроводы. Правила производства и приемки работ при строительстве сухопутных участков газопроводов, в том числе в условиях Крайнего Севера.: Стандарт организации. Введен в действие с 15.06.2010. – М.: ОАО «Газпром», 2010. – 184 с.
11. СТО Газпром 2-2.2-457-2010 Магистральные газопроводы. Правила производства и приемки работ переходов газопроводов через водные преграды, в том числе в условиях Крайнего Севера.: Стандарт организации. Введен в действие с 01.02.2011. – М.: ОАО «Газпром», 2010. – 118 с.
12. СТО Газпром 2-3.5-454-2010 Правила эксплуатации магистральных газопроводов.: Стандарт организации. Введен в действие с 24.05.2010. – М.: ОАО «Газпром», 2010. – 229 с.

13. Aksyutin O.E. Major technical solutions applied during Bovanenkovo – Ukhta gas trunkline system engineering and construction / O.E. Aksyutin, S.V. Alimov, A.V. Chepkasov, A.V. Khoroshikh // 24th World Gas Conference 2009 (Argentina, 5-9 October 2009): IGU Committee Reports and Papers. – 2009. – Vol. 1 of 6 – pp. 2639-2644.
14. Oswell J.M. Pipelines in permafrost: geotechnical issues and lessons / J.M. Oswell // Canadian Geotechnical Journal. – 2011. – 48 (9) – pp. 1412-1431.
15. Paul W. Parfomak. The Alaska Natural Gas Pipeline: Background, Status, and Issues for Congress / Paul W. Parfomak // CRS Report for Congress – 2011. – 19 p.
16. Pipeline Alaska LNG Project. [электронный ресурс] Режим доступа: <https://alaska-lng.com/project-overview/pipeline/>.
17. Большаков А.М. Определение технического состояния участков подземной прокладки магистрального газопровода после длительной эксплуатации в условиях криолитозоны Якутии / А.М. Большаков, А.Р. Иванов, К.Н. Большев и др. // Газовая промышленность. – 2019. – № 4. – С. 70-76.
18. Одишария Г.Э. Техничко-технологические решения по обеспечению устойчивости и надежности магистральных газопроводов северных районов страны / Г.Э. Одишария // Вести газовой науки. – 2019. – Спецвыпуск. – С. 101-114.
19. Р 536-84. Рекомендации по проектированию теплоизоляционных конструкции магистральных трубопроводов.: Рекомендации. Введены в действие с 01.01.2013. – М.: ВНИИСТ, 1985. – 51 с.
20. А.с. 815418 СССР, F16L 59/06. Трубопровод / В.Г. Петров-Денисов, З.В. Короткова, А.С. Кулешов и др. (СССР). – № 2396844/25-08; Заявлено 06.08.1976; Оpubл. 23.08.1981, Бюл. № 11.
21. Пат. 164571 РФ, F16L 59/02, F16L 59/14. Унифицированный теплоизоляционный модуль для формирования теплоизолирующего покрытия трубопровода / А.Ф. Крюченков, А.Е. Грибанов (Россия). – № 2015107028/06; Заявлено 02.03.2015; Оpubл. 10.09.2016, Бюл. № 25.
22. Пат. 172059 РФ, F16L 59/00. Криволинейный элемент для изоляции труб / А.Е. Кузнецов (Россия). – № 2016134607; Заявлено 24.08.2016; Оpubл. 28.06.2017, Бюл. № 19.
23. Пат. 173453 РФ, F16L 59/14. Теплоизоляционное изделие для труб / В.М. Горбаненко, Ю.М. Белецкий, Ю.М. Егоров и др. (Россия). – № 2016142715; Заявлено 31.10.2016; Оpubл. 28.08.2017, Бюл. № 25.
24. Пат. 2155906 РФ, F16L 59/12. Защитная оболочка / В.П. Мигалин, В.А. Качуровский (Россия). – № 97109949/06; Заявлено 11.06.1997; Оpubл. 10.09.2000, Бюл. № 25.
25. Пат. 2260739 РФ, F16L 59/06. Тепловая изоляция трубопровода и теплоизоляционный элемент / Н.Ф. Парков (Беларусь). – № 2003129287/06; Заявлено 02.10.2003; Оpubл. 20.09.2005, Бюл. № 26.

26. Пат. 2318153 РФ, F16L 9/12, F16L 59/02. Теплоизолированная труба/ В.И. Грейлих (Россия). – № 2006123219/06; Заявлено 30.06.2006; Оpubл. 27.02.2008, Бюл. № 6.
27. Пат. 2343340 РФ, F16L 59/00, F16L 59/02. Способ осуществления сборно-разборного теплоизоляционного покрытия трубопровода / С.С. Кузьмин (Россия). – № 2007120773/06; Заявлено 04.06.2007; Оpubл. 10.01.2009, Бюл. № 1.
28. Пат. 2602942 РФ, F16L 59/00. Способ изготовления теплоизолированной трубы / Г.Г. Сафин, Е.В. Сампара (Россия). – № 2015152669/06; Заявлено 09.12.2015; Оpubл. 20.11.2016, Бюл. № 32.
29. Пат. 2605485 РФ, F16L 59/14. Трубчатая изолирующая обкладка для труб и способ обеспечения трубчатой изолирующей обкладки / Тоньон Франческо (Италия). – № 2013128369/06; Заявлено 21.11.2011; Оpubл. 20.12.2016, Бюл. № 35.
30. Пат. 2622727 РФ, F16L 59/15. Теплоизоляционное покрытие подземного трубопровода для монтажа в трассовых условиях / П.А. Ревель-Муроз, П.О. Ревин, И.Я. Фридлянд (Россия). – № 2015146414; Заявлено 28.10.2015; Оpubл. 19.06.2017, Бюл. № 17.
31. Пат. 34687 РФ, F16L 59/00. Теплоизоляционный элемент / В.В. Бирюков (Россия). – № 2003113917/20; Заявлено 15.05.2003; Оpubл. 10.12.2003, Бюл. № 34.
32. Пат. 51 703 РФ, F16L 59/00, F27D 5/00. Конструкция теплоизоляции труб / А.А. Корявин, А.Б. Рязанцев, Г.А. Хмельницкая (Россия). – № 2005114261/22; Заявлено 28.04.2005; Оpubл. 27.02.2006, Бюл. № 6.
33. Пат. 68 092 РФ, F16L 59/12, F16L 59/14. Устройство теплоизоляции трубопровода / В.Д. Васильев, А.В. Селиверстов, П.А. Паутов (Россия). – № 2007105241/22; Заявлено 12.02.2007; Оpubл. 10.11.2007, Бюл. № 31.
34. Пат. 70958 РФ, F16L 59/12. Теплоизолирующий модуль для труб / С.С. Кузьмин (Россия). – № 2007120849/22; Заявлено 04.06.2007; Оpubл. 20.02.2008, Бюл. № 5.
35. Пат. 73052 РФ, F16L 59/00. Элемент теплоизоляции трубопровода / Г.А. Протосеня (Россия). – № 2007147679/22; Заявлено 19.12.2007; Оpubл. 10.05.2008, Бюл. № 13.
36. Пат. 82811 РФ, F16L 59/00, F16L 59/02. Сборно-разборное теплогидроизоляционное покрытие трубопровода / С.С. Кузьмин (Россия). – № 2008146309/22; Заявлено 24.11.2008; Оpubл. 10.05.2009, Бюл. № 13.
37. Пат. 97477 РФ, F16L 59/00. Теплоизоляционная оболочка / С.А. Марков (Россия). – № 2009139560/06; Заявлено 26.10.2009; Оpubл. 10.09.2010, Бюл. № 25.
38. Пат. 98523 РФ, F16L 59/00. Сегмент теплоизоляционной конструкции для трубопроводов / А.Г. Дружинин (Россия). – № 2010116455/06; Заявлено 26.04.2010; Оpubл. 20.10.2010, Бюл. № 29.

39. Каталог изделий ООО «Пеноплэкс СПб» Эффективная теплоизоляция. Профессиональные решения в промышленном строительстве. – Санкт-Петербург: ООО «Пеноплэкс СПб», 2021. – 56 с.
40. Каталог продукции URSA 2023. – Санкт-Петербург: ООО «УРСА Евразия», 2023. – 52 с.
41. Каталог продукции СТИ 2022. – Челябинск: Завод «Современные технологии изоляции», 2022. – 125 с.
42. Каталог технической изоляции ISOTEC 2023 – 2024. – М.: ООО «Сен-Гобен Строительная Продукция Рус», 2022. – 60 с.
43. Каталог технической изоляции ТИЗОЛ 2022. – Нижняя Тура: АО «Тизол», 2022. – 27 с.
44. Промышленная теплоизоляция ROCKWOOL. Каталог продукции с рекомендациями по монтажу. – М.: ROCKWOOL Russia Group, 2019. – 138 с.
45. ГОСТ 30732-2006. Трубы и фасонные изделия стальные с тепловой изоляцией из пенополиуретана с защитной оболочкой. Технические условия.: Межгосударственный стандарт. Введен в действие с 01.01.2008. – М.: Стандартиформ, 2008. – 44 с.
46. ГОСТ Р 59561-2021. Изделия теплоизоляционные из пенополиуретана (ППУ) и пенополиизоцианурата (ПИР) для строительства, напыляемые на месте производства работ. Жесткие пенополиуретановые и пенополиизоциануратные системы перед применением. Технические условия.: Национальный стандарт Российской Федерации. Введен в действие с 01.12.2021. – М.: Российский институт стандартизации, 2021. – 35 с.
47. ТР 12151-ТИ.2020. Теплоизоляционные изделия из экструзионного пенополистирола «Пеноплэкс» в конструкциях тепловой изоляции трубопроводов. Рекомендации по применению с альбомом технических решений. – М.: ОАО «Теплопроект», 2020. – 137 с.
48. ТР 12324-ТИ.2008. Изделия теплоизоляционные из вспененного каучука «K-FLEX» в конструкциях тепловой изоляции оборудования и трубопроводов. Рекомендации по применению с альбомом технических решений. – М.: ОАО «Теплопроект», 2009. – 95 с.
49. ГОСТ 25485-2019. Бетоны ячеистые. Общие технические условия.: Межгосударственный стандарт. Введен в действие с 01.01.2020. – М.: Стандартиформ, 2019. – 16 с.
50. ГОСТ 9573-2012. Плиты из минеральной ваты на синтетическом связующем теплоизоляционные. Технические условия.: Межгосударственный стандарт. Введен в действие с 01.07.2013. – М.: Стандартиформ, 2013. – 9 с.
51. ТР 12165-ТИ.2022. Изделия ROCKWOOL в конструкциях тепловой изоляции оборудования и трубопроводов. Альбомом технических решений 2.0. – М.: ОАО «Теплопроект», 2022. – 226 с.

52. ТР 12297-ТИ.2005. Теплоизоляционные изделия ОАО «ТИЗОЛ» в конструкциях тепловой изоляции оборудования и трубопроводов. Рекомендации по применению с альбомом технических решений. – М.: ОАО «Теплопроект», 2005. – 168 с.

53. Единый Реестр материально-технических ресурсов, допущенных к применению на объектах Общества и соответствующих требованиям ПАО «Газпром» [Электронный ресурс] Режим доступа: https://zakupki.gazprom.ru/reestr_mtr/index.html. (проверено: 07.04.2024).

54. Система магистральных газопроводов Бованенково – Ухта. Проект. Том 4. Линейная часть газопровода. Пояснительная записка. Книга 4.1. – Саратов: ОАО «ВНИПИГаздобыча», 2008. – 120 с.

55. Магистральный газопровод «Сила Сибири». Этап 1. Участок «Чаянда – Ленск» Проект. Линейная часть газопровода. Общие данные. – Саратов: ОАО «ВНИПИГаздобыча», 2014. – 27 с.

56. Магистральный газопровод «Сила Сибири». Этап 2.1. Участок «Ленск – КС-1» Проект. Линейная часть газопровода. Общие данные. – Саратов: ОАО «ВНИПИГаздобыча», 2014. – 18 с.

57. Магистральный газопровод «Сила Сибири». Участок «Ковыкта – Чаянда». Проект. Линейная часть газопровода Пояснительная записка. Том 1.1. – Саратов: ООО «Газпром проектирование», 2019. – 297 с.

58. Бирилло И.Н. Геокриологические процессы и явления на трассах магистральных газопроводов и способы их предотвращения: учебное пособие / И. Н. Бирилло, А. С. Кузьбожев, А. В. Сальников и др. – Ухта: УГТУ, 2018. – 108 с.

59. Кузьбожев А.С. Совершенствование конструктивных решений по теплоизоляции газопроводов на мерзлых грунтах / А.С. Кузьбожев, Т.И. Работинская (Т.И. Казакова), И.В. Шишкин и др. // НТС: Вести газовой науки. – 2020. – Спецвыпуск (43). – С. 67-72.

60. Шарыгин В.М. Разработка методики прочностного расчета и принципов выбора теплоизоляционных конструкций трубопроводов, сооружаемых в вечномёрзлых и обводненных грунтах: Диссертация на соискание ученой степени канд. техн. наук: 05.15.13 – Москва: Московский ордена Октябрьской Революции и ордена Трудового Красного Знамени институт нефтехимической и газовой промышленности имени И.М. Губкина, 1985. – 174 с.

61. Работинская Т.И. (Казакова Т.И) Стендовое моделирование процессов теплообмена в системе «газопровод – теплоизоляция – грунт». / Т.И. Работинская (Т.И. Казакова), А.С. Кузьбожев. // Нефтегазовый терминал. Выпуск 18: сборник научных трудов Международной научно-технической конференции имени профессора Н.А. Малюшина / Под редакцией М.А. Александрова. – Тюмень, 2020. – С. 198-201.

62. Губарьков А.А. Мониторинг экзогенных процессов на магистральном газопроводе «Заполярье – Новый-Уренгой» / А.А. Губарьков, Г.А. Алешин, И.Р. Идрисов и др. // Нефть и газ. – 2011. – № 3. – С. 8-14.

63. Губарьков А.А. Опыт применения противозерозионных конструкций на газопроводе Заполярное – Новый-Уренгой / А.А. Губарьков, А.В. Кириллов // Нефть и газ. – 2012. – № 1. – С. 17-24.

64. Губарьков А.А. Активизация криогенных процессов при строительстве газопровода Бованенково – Ухта / А.А. Губарьков, И.Р. Идрисов, А.В. Кириллов // Нефть и газ. – 2014. – № 2. – С. 6-11.

65. Казакова Т.И. Оценка техногенного воздействия на многолетнемерзлые грунты при эксплуатации магистральных газопроводов / Т.И. Казакова, И.В. Шишкин, И.Н. Бирилло и др. // Материалы Международной конференции «Рассохинские чтения» / под ред. Р.В. Агиней. – 2023. – С. 256-259.

66. Корниенко С.Г. Опыт использования снимков со спутников Landsat для характеристики трансформаций почвенного покрова на участке «Бованенково – Байдарацкая Губа» трассы магистрального газопровода «Бованенково – Ухта» / С.Г. Корниенко // Актуальные проблемы нефти и газа. – 2022. – № 2. – С. 126-147.

67. Кузьбожев П.А. Специфика влияния нарушений теплоизоляции на развитие эрозионных процессов грунта на трассе газопроводов / П.А. Кузьбожев, Т.И. Работинская (Т.И. Казакова), И.В. Шишкин // Материалы Международной конференции «СЕВЕРГЕОЭКОТЕХ-2020» в 4 ч. / под ред. Р.В. Агиней. – Ч. 2 – 2020. – С. 103-105.

68. Работинская Т.И. (Казакова Т.И.) Термоэрозия и термоденудация грунта обратной засыпки магистральных газопроводов, проложенных в условиях многолетнемерзлых грунтов. / Т.И. Работинская (Т.И. Казакова), И.Н. Бирилло. // Рассохинские чтения: материалы международной конференции в 2 ч. / Под редакцией Н. Д. Цхадая. – Ч.2. – 2019. – С. 134-137.

69. Работинская Т. И. (Казакова Т.И.) Классификация возможных нарушений теплоизоляционных покрытий магистральных газопроводов / Т.И. Работинская (Т.И. Казакова), А.С. Кузьбожев // Нефтегазовый терминал. Выпуск 18: сборник научных трудов междунаучно-технической конференции имени профессора Н.А. Малюшина / под ред. М.А. Александрова. – 2020. – С. 189-194.

70. ГОСТ 30256-94. Материалы и изделия строительные. Метод определения теплопроводности цилиндрическим зондом.: Межгосударственный стандарт. Введен в действие с 01.01.1996. – М.: ИПК Издательство стандартов, 1996. – 17 с.

71. ГОСТ 30290-94. Материалы и изделия строительные. Метод определения теплопроводности поверхностным преобразователем.: Межгосударственный стандарт. Введен в действие с 01.01.1996. – М.: ИПК Издательство стандартов, 2001. – 24 с.
72. ГОСТ 7076-99. Материалы и изделия строительные. Метод определения теплопроводности и термического сопротивления при стационарном тепловом режиме.: Межгосударственный стандарт. Введен в действие с 01.04.2000. – М.: ГУП ЦПП, 2000. – 23 с.
73. Руководство по эксплуатации. Паспорт. Криотермостаты жидкостные серии LOIP FT, ТУ 4389-002-44330709-2008 – СПб: ЗАО «Лабораторное оборудование и приборы», 2012. – 35 с.
74. Руководство по эксплуатации. Измеритель теплопроводности многоканальный ИТ-2 – Омск: ОАО «Эталон», 2006. – 40 с.
75. Моргунов А.П. Планирование и анализ результатов эксперимента / А.П. Моргунов, И.В. Ревина. – Омск: Изд-во ОмГТУ, 2014. – 344 с.
76. Юдин Ю.В. Организация и математическое планирование эксперимента: Учеб. пособие / Ю.В. Юдин, М.В. Майсурадзе, Ф.В. Водолазский. – Екатеринбург: изд-во УФУ, 2018. – 124 с.
77. Шалумов А.С. Введение в ANSYS: прочностной и тепловой анализ: Учеб. пособие / А.С. Шалумов, А.С. Ваченко, О.А. Фадеев и др.– Ковров: КГТА, 2002. – 52 с.
78. Иванов Д.В. Введение в метод конечных элементов: Учеб. пособие / Д.В. Иванов, А.В. Доль. – Саратов: Амирит, 2016. – 84 с.
79. Денисов М.А. Математическое моделирование теплофизических процессов. ANSYS и CAE-проектирование: Учеб. пособие / М.А. Денисов. – Екатеринбург: УрФУ, 2011. – 149 с.
80. Крайнов А.Ю. Численные методы решения задач тепло- и массопереноса: Учеб. пособие / А.Ю. Крайнов, Л.Л. Миньков. – Томск: СТТ, 2016. – 92 с.
81. Наседкин А.В. Теория и технология метода конечных элементов: Курс лекций / А.В. Наседкин. – Ростов-на-Дону, 2011. – 203 с.
82. Харичева Д.Л. Моделирование теплофизических задач / Д.Л. Харичева. – Благовещенск: Амурский гос. университет, 2008. – 100 с.
83. РСН 67-87. Инженерные изыскания для строительства составление прогноза изменений температурного режима вечномерзлых грунтов численными методами.: Республиканские строительные нормы. Введены в действие с 01.01.1988. – М.: Государственный комитет РСФСР по делам строительства, 1987. – 73 с.
84. Строкова Л.А. Научно-методические аспекты создания расчетных моделей грунтовых оснований / Л.А. Строкова // Известия Томского политехнического университета. – 2010. – Т. 316, № 1. – С. 151-156.

85. Чигарев А.В. ANSYS для инженеров: Справочное пособие / А.В. Чигарев, А.С. Кравчук, А. Ф. Смалюк. – М.: Машиностроение-1, 2004. – 512 с.
86. Югов В.П. ANSYS 5.7 Thermal Analysis Guide. Решение задач теплообмена / В.П. Югов. – М.: CAD-FEM, 2001. – 110 с.
87. Методические рекомендации по исследованию строительных конструкций с применением математического и физического моделирования. Введены в действие 17.09.1986. – Киев: НИИСК Госстроя СССР, 1987. – 70 с.
88. Казакова Т.И. Оценка эффективности трубопроводной теплоизоляции в зависимости от степени ее дефектности. / Т.И. Казакова // Научно-технический сборник Вести газовой науки, 2023. – № 4 (56). – С. 187-192.
89. Р 536-84. Рекомендации по проектированию теплоизоляционных конструкций магистральных трубопроводов. Введены в действие 01.12.1985. – М.: ВНИИСТ, 1985. – 54 с.
90. Кузьбожев А.С. Моделирование промерзания и оттаивания мерзлых грунтов на участках арктических газопроводов при снижении функциональных показателей теплоизоляции труб. / А.С. Кузьбожев, Т.И. Работинская (Т.И. Казакова), И.В. Шишкин и др. // Научно-технический сборник Вести газовой науки, 2020. – № 2 (44). – С. 193-198.
91. Система магистральных газопроводов Бованенково – Ухта. Проект. Том 3. Природно-климатическая и инженерно-геологическая характеристика района строительства. Книга 3.2. – Саратов: ОАО «ВНИПИГаздобыча», 2008. – 102 с.
92. Работинская Т.И. (Казакова Т.И.) Расчетное моделирование взаимодействия талых грунтов и холодного газопровода с дефектом теплоизоляционного покрытия. / Т.И. Работинская (Т.И. Казакова), А.С. Кузьбожев. // Нефтегазовый терминал. Выпуск 18: сборник научных трудов Международной научно-технической конференции имени профессора Н.А. Малюшина / Под редакцией М.А. Александрова. – Тюмень, 2020. – С. 194-197.
93. Новиков П.А. Оценка результатов прогнозирования ореола оттаивания вокруг трубопровода на участках с многолетнемерзлыми грунтами / П.А. Новиков, А.А. Александров, В.И. Ларионов // Вестник МГТУ им. Н.Э. Баумана. Сер. «Естественные науки». – 2013. – № 1 – С. 73-81.
94. Пазиняк В.В. Экспериментальные исследования устойчивости трубопроводов на крупномасштабной грунтовой модели / В.В. Пазиняк, Н.Б. Кутвицкая, М.А. Минкин // Криосфера Земли. – 2006. – Т. X. – № 1. – С. 51-55.
95. Хренов Н.Н. Предложения к температурному режиму транспорта газа по холодным газопроводам / Н.Н. Хренов // Актуальные проблемы нефти и газа. – 2019. – Вып. 3 (26). – [электронный ресурс] Режим доступа: <https://doi.org/10.29222/ipng.2078-5712.2019-26.art11>. (проверено: 07.04.2024).

96. Хренов Н.Н. Оценка конструктивной надежности переходов через талики на трассе газопроводов Бованенково – Байдарацкая губа / Н.Н. Хренов // Газовая промышленность. – 2009. – № 4. – С. 51-53.
97. Хренов Н.Н. Газопроводы Севера Западной Сибири: всплытие или выпучивание / Н.Н. Хренов, В.В. Шеремет, А.Н. Козлов и др. // Газовая промышленность. – 2001. – № 8. – С. 35-37.
98. Шамилов Х.Ш. Повышение эксплуатационной надежности подземных магистральных газопроводов в условиях островного распространения мерзлых грунтов: Диссертация на соискание ученой степени канд. техн. наук: 2.8.5 – Уфа: Уфимский государственный нефтяной технический университет, 2022. – 129 с.
99. Шишкин И.В. Моделирование теплового взаимодействия магистрального газопровода с мерзлыми и тальми грунтами на переходах через водные преграды. / И.В. Шишкин, С.А. Шкулов, Т.И. Работинская (Т.И. Казакова) и др. // Рассохинские чтения: материалы международной конференции в 2 ч. / Под редакцией Н. Д. Цхадая. – Ч. 2. – 2019. – С. 160-165.
100. Konra J.-M. Frost heave prediction of chilled pipelines buried in unfrozen soils / J.-M. Konra, N.R. Morgenste // Canadian Geotechnical Journal. – 1984. – 21 (1) – pp. 100-115.
101. Nixon M. Pipeline uplift resistance in frozen soil – Numerical Study / M. Nixon, S. Pinkert – Vancouver, Canada. – Conference: GeoVancouver 2016. [электронный ресурс] Режим доступа: https://www.researchgate.net/publication/312044679_Pipeline_Uplift_Resistance_in_Frozen_Soil_-_Numerical_Study.
102. Sohail Akhtar. Numerical analysis of pipeline uplift resistance in a frozen clay soil subjected to temperature changes: Master of Applied Science (Geotechnical Engineering) – Concordia University Montréal, Québec, Canada, 2018. – 89 p.
103. ГОСТ 25100-2020. Грунты. Классификация.: Межгосударственный стандарт. Введен в действие с 01.01.2021 г. – М.: Стандартинформ, 2020. – 38 с.
104. Система магистральных газопроводов Бованенково – Ухта. Проект. Том 4. Природно-климатическая и инженерно-геологическая характеристика района строительства. Книга 4.8. – Саратов: ОАО «ВНИПИГаздобыча», 2008. – 102 с.
105. Antonie Oosterkamp. Modelling and measuring transient flow in natural gas pipelines. Effect of ambient heat transfer models: Thesis for the degree of Doctor of Philosophy – Norwegian University of Science and Technology, Trondheim, Norway, 2016 – 288 p.
106. Zhen Liu. Multiphysics simulation and innovative characterization of freezing soils: Thesis for the degree of Doctor of Philosophy – Case Western Reserve University, Cleveland, USA, 2013 – 166 p.

107. Паздерин Д.С. Динамика теплового состояния многолетнемерзлых грунтов в основании заглубленного трубопровода с применением охлаждающих устройств (термостабилизаторов): Диссертация на соискание ученой степени канд. геолого-минералогических наук: 25.00.08 – Тюмень: ФГБУН Институт криосферы Земли Сибирского отделения Российской Академии Наук, 2017. – 204 с.

108. Голубин С.И. Научно-методические основы прогноза взаимодействия подземных газопроводов с засоленными многолетнемерзлыми грунтами полуострова Ямал: Автореф. диссертации на соискание ученой степени канд. геолого-минералогических наук: 25.00.08 – Москва: ООО «Газпром ВНИИГАЗ», 2012. – 24 с.

109. Zaiguo Fu. Numerical simulation of frost heave in soils around the buried oil pipeline in island Talik permafrost region / Zaiguo Fu, Bo Yu, Yu Zhao and others. // *Advances in Mechanical Engineering* – 2014. – Article ID 714818 – 10 p.

110. Акимов М.П. Численное моделирование динамики температурного поля многолетнемерзлых грунтов при воздействии трубопроводов / М.П. Акимов, П.Е. Захаров, О.И. Матвеева // *Математические заметки СВФУ*. – 2014. – № 4. – С. 61-70.

111. Егорова Т.Р. Прогнозирование термического воздействия подземного нефтепровода на многолетнемерзлые породы на основе математических моделей / Т.Р. Егорова, В.Г. Кычкина, А.Е. Колесов // *Горный информационно-аналитический бюллетень*. – 2022. – № 10-1. – С. 205-213.

112. Работинская Т.И. Исследование теплообмена в сквозных дефектах теплоизоляционных покрытий газопроводов в мерзлых грунтах. / Т.И. Работинская (Т.И. Казакова), А.С. Кузьбожев, И.В. Шишкин и др. // *Рассохинские чтения: материалы международной конференции*. В 2 ч. Ч. 1. / Под редакцией Р.В. Агинеи. – Ухта, 2020. – С. 83-86.

113. Харионовский В.В. Повышение прочности газопроводов в сложных условиях / В.В. Харионовский. – Ленинград: Недра, 1990. – 179 с.

114. Кузьбожев А.С. Расчетное моделирование параметров температурных полей в грунте, окружающем газопровод с дефектом теплоизоляционного покрытия. / А.С. Кузьбожев, Т.И. Работинская (Т.И. Казакова), И.В. Шишкин и др. // *Научно-технический сборник Вести газовой науки*, 2020. – Спецвыпуск (43). – С. 61-66.

115. Роман Л.Т. Пособие по определению физико-механических свойств промерзающих, мерзлых и оттаивающих дисперсных грунтов / Л.Т. Роман, М.Н. Царапов, П.И. Котов и др. – М.: КДУ, 2018. – 188 с.

116. Степаненко В.М. Обзор методов параметризации теплообмена в моховом покрове для моделей земной системы / В. М. Степаненко, И. А. Репина, В. Э. Федосов и др. // *Известия РАН. Физика атмосферы и океана*. – 2020. – № 2 (56). – С. 127-138.

117. Жирков А.Ф. Влияние инфильтрации летних атмосферных осадков и внутригрунтовой конденсации на формирование температурного режима грунтов в Центральной Якутии: Автореф. диссертации на соискание ученой степени канд. геолого-минералогических наук: 25.00.08. – Якутск: ФГБУН Институт мерзлотоведения им. П.И. Мельникова Сибирского отделения Российской академии наук, 2019. – 21 с.

118. Шерстюков А. Б. Оценка влияния снежного покрова на температуру поверхности почвы по данным наблюдений / А.Б. Шерстюков, О.А. Анисимов. // Метеорология и гидрология. – 2018. – № 2. – С. 17-25.

119. Гмурман В.Е. Руководство к решению задач по теории вероятности и математической статистике / В.Е. Гмурман – 9-е изд., стер. – М.: Высшая школа, 2004. – 404 с.

120. Макаров Р.И. Методы анализа данных: учебное пособие. / Р.И. Макаров, Е.Р. Хорошева. – Владимир: Изд-во Владимирского государственного университета имени Александра Григорьевича и Николая Григорьевича Столетовых, 2021. – 216 с.

121. Работинская Т.И. (Казакова Т.И.) Расчетное моделирование сезонного изменения температурных полей в мерзлом грунте, окружающем теплоизолированный газопровод. / Т.И. Работинская (Т.И. Казакова), И.В. Шишкин, А.С. Кузьбожев. // Булатовские чтения: материалы IV Международной научно-практической конференции. В 7 т. Т. 4. / Под редакцией О.В. Савенок. – Краснодар, 2020. – С. 139-142.

122. Казакова Т.И. Оценка влияния ориентационного положения сквозного дефекта трубной теплоизоляции на формирование температурных полей грунта околотрубного пространства. / Т.И. Казакова, И.В. Шишкин. // Рассохинские чтения: материалы международной конференции / Под редакцией Р.В. Агинеи. – 2024. – С. 360-365.

123. ГОСТ 25358-2020. Грунты. Метод полевого определения температуры.: Межгосударственный стандарт. Введен в действие с 01.06.2021. – М.: Стандартиформ, 2021. – 12 с.

124. ГОСТ 58888-2020. Грунты. Метод полевых испытаний температурно-каротажным статическим зондированием.: Межгосударственный стандарт. Введен в действие с 01.09.2020. – М.: Стандартиформ, 2020. – 14 с.

125. Поисково-диагностическое оборудование трассоискатель «Успех АГ-309.15Н». Руководство по эксплуатации. Паспорт. – Коломна: ООО «ТЕХНО-АС», 2015. – 74 с.

126. Степанова Е.А. Основы обработки результатов измерений: Учеб. пособие. / Е. А. Степанова, Н. А. Скулкина, А. С. Волегов; под общ. ред. Е. А. Степановой. – Екатеринбург: Изд-во Урал. ун-та, 2014 – 95 с.

127. Кузьбожев А.С. Прогнозирование оттаивания мерзлых грунтов на теплоизолированных участках газопроводов. / А.С. Кузьбожев, Т.И. Работинская (Т.И. Казакова), И.В. Шишкин и др. // Технологии нефти и газа, 2020. – № 5 (130). – С. 60-64.

128. СТО Газпром 2-2.3-095-2007. Методические указания по диагностическому обследованию линейной части магистральных газопроводов.: Стандарт организации. Введен в действие с 28.08.2007. – М.: ОАО «Газпром», 2010. – 57 с.

129. Кузьбожев А.С. Диагностирование устойчивости теплоизолированных газопроводов при эксплуатации на мерзлых грунтах. / А.С. Кузьбожев, Т.И. Работинская (Т.И. Казакова), И.В. Шишкин и др. // Научно-технический сборник Вести газовой науки, 2020. – Спецвыпуск (43). – С. 98-103.

130. СТО Газпром 2-2.3-750-2013. Критерии вывода участков линейной части магистральных газопроводов в капитальный ремонт: Стандарт организации. Введен в действие с 30.10.2014. – М.: ООО «Газпром экспо», 2015. – 31 с.

131. СТО Газпром 2-2.3-231-2008. Правила производства работ при капитальном ремонте линейной части магистральных газопроводов ОАО «Газпром»: Стандарт организации. Введен в действие с 22.09.2008. – М.: ОАО «Газпром», 2010. – 57 с.

132. Казакова Т.И. Разработка способа установки сегментной теплоизоляции на тело трубопровода, обеспечивающего его надежную фиксацию в течение всего срока эксплуатации. / Т.И. Казакова, И.В. Шишкин. // Рассохинские чтения: материалы международной конференции / Под редакцией Р.В. Агиней. – Ухта, 2024. – С. 357-359.

133. Пат. 2823680 РФ, F16L 59/00. Устройство для комплексной теплоизоляции и балластирования трубопровода/ Т.И. Казакова, И.В. Шишкин, А.С. Кузьбожев и др. – № 2023129197; Заявлено 10.11.2023; Оpubл. 29.07.2024, Бюл. № 22.

134. Пат. 2345267 РФ, F16L 9/02. Способ нанесения балластного покрытия на поверхность трубы / А.П. Сверчкопалов. – № 2007109855/06; Заявлено 19.03.2008; Оpubл. 27.01.2009, Бюл. № 3.

135. Пат. 2258173 РФ, F16L 59/00, F16L 59/14. Способ теплоизоляции трубы / Н.Г. Ибрагимов, Р.Н. Рахманов, Ш.М. Талыпов и др. – № 2003129863/06; Заявлено 07.10.2003; Оpubл. 10.08.2005, Бюл. № 22.

136. Авторское свидетельство 1807281 СССР, F16L 1/06. Устройство для балластирования трубопровода / Х.К. Мухаметдинов, А.В. Самсонов, Н.Н. Фофанов и др. – № 4748976; Заявлено 12.10.1989; Оpubл. 07.04.1993, Бюл. № 13.

137. Пат. 15215 РФ, F16L 59/00. Защитный кожух теплоизоляции / А.М. Ельшин, В.М. Асташкин, В.В. Гурьев др. – № 2000111383/20; Заявлено 06.05.2000; Оpubл. 27.09.2000, Бюл. № 27.

138. Пат. 2703897 РФ, F16L 59/1400. Способ теплоизоляции трубопровода / А.С. Кузьбожев, И.В. Шишкин, И.Н. Бирилло и др. – № 2018138529; Заявлено 21.10.2018; Оpubл. 22.10.2019, Бюл. № 30.

РОССИЙСКАЯ ФЕДЕРАЦИЯ



ПАТЕНТ

НА ИЗОБРЕТЕНИЕ

№ 2823680

**Устройство для комплексной теплоизоляции и
баллаستировки трубопровода**

Патентообладатель: **ОБЩЕСТВО С ОГРАНИЧЕННОЙ
ОТВЕТСТВЕННОСТЬЮ "НАУЧНО-ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ
ИНСТИТУТ ПРИРОДНЫХ ГАЗОВ И ГАЗОВЫХ ТЕХНОЛОГИЙ
- ГАЗПРОМ ВНИИГАЗ" (RU)**

Авторы: **Казакова Татьяна Ивановна (RU), Шишкин Иван
Владимирович (RU), Кузьбожев Александр Сергеевич (RU),
Барилло Игорь Николаевич (RU), Кузьбожев Павел Александрович
(RU)**

Заявка № 2023129197

Приоритет изобретения **10 ноября 2023 г.**

Дата государственной регистрации
в Государственном реестре изобретений
Российской Федерации **29 июля 2024 г.**

Срок действия исключительного права
на изобретение истекает **10 ноября 2043 г.**

*Руководитель Федеральной службы
по интеллектуальной собственности*

ДОКУМЕНТ ПОДПИСАН ЭЛЕКТРОННОЙ ПОДПИСЬЮ
Сертификат 429b6a0fe3853164ba9f96f83b73b4aa7
Владелец **Зубов Юрий Сергеевич**
Действителен с 10.05.2023 по 02.08.2024

Ю.С. Зубов



УТВЕРЖДАЮ

Заместитель генерального директора
по эксплуатации газопроводов
ООО «Газпром трансгаз Ухта»



Д.С. Волков

« 19 » января 2024 г.

АКТ

о внедрении и использовании результатов диссертационной работы
КАЗАКОВОЙ ТАТЬЯНЫ ИВАНОВНЫ
«Разработка методов оценки эффективности и восстановления
теплоизоляции газопровода в мерзлых грунтах»

представленной на соискание ученой степени кандидата технических наук по специальности 2.8.5 «Строительство и эксплуатация нефтегазопроводов, баз и хранилищ»

Комиссия в составе: председателя И.Л. Сарычева – начальника производственного отдела по эксплуатации магистральных газопроводов членов комиссии:

Д.В. Полякова – заместителя начальника производственного отдела по эксплуатации магистральных газопроводов,

О.В. Козыря – ведущего инженера производственного отдела по эксплуатации магистральных газопроводов,

составили настоящий акт о том, что результаты диссертационной работы «Разработка методов оценки эффективности и восстановления теплоизоляции газопровода в мерзлых грунтах», представленной на соискание ученой степени кандидата технических наук по специальности 2.8.5 «Строительство и эксплуатация нефтегазопроводов, баз и хранилищ», внедрены в процессе эксплуатации магистральных газопроводов «Бованенково-Ухта» ООО «Газпром трансгаз Ухта» в виде:

1. Результаты диагностирования и трассовых обследований теплоизолированных участков системы магистральных газопроводов «Бованенково-Ухта» на начальном этапе эксплуатации в период 2012-2018 г., позволивших обосновать необходимость и целесообразность проведения работ по восстановлению целостности теплоизоляции газопроводов.

2. Методики и критериев ранжирования технического состояния теплоизоляции газопроводов «Бованенково-Ухта», позволяющих оценивать и прогнозировать дефектное состояние теплоизоляции газопровода с учетом количественных параметров теплообмена газопровода и вмещающего мерзлого грунта.

3. Рекомендаций по обеспечению сохранности теплоизоляции газопроводов при шурфовании в мерзлом грунте, механизированном снятии балластирующих устройств (в том числе ПКБУ-МК), при подъеме и опускании теплоизолированного газопровода в траншее при помощи усовершенствованных траверс и распределенных мягких монтажных полотенец, а также временного усиления теплоизоляции при помощи стяжных фиксирующих полос.

4. Технических решений для монтажа на газопровод секционной теплоизоляции, обеспечивающих повышение ее механической прочности и устойчивости к воздействию мерзлого грунта при эксплуатации газопроводов.

Разработанные рекомендации вошли в стандарт ООО «Газпром трансгаз Ухта» СТО 71.20-00159025-03-015-22 «Методы восстановления устойчивости магистральных газопроводов при образовании эксплуатационных нарушений теплоизоляционных покрытий в многолетнемерзлых грунтах» (в редакции 2022 года), внедренный начиная с 2017 г. при эксплуатации газопроводов «Бованенково – Ухта».

Использование указанных результатов позволило:

- уменьшить трудоемкость монтажа теплоизоляционных конструкций на газопроводе;
- повысить достоверность применяемых методов диагностирования и мониторинга теплоизолированных участков газопроводов;
- повысить надежность эксплуатации теплоизолированных участков газопроводов «Бованенково – Ухта».

Председатель комиссии _____ И.Л. Сарычев

Члены комиссии _____ Д.В. Поляков

_____ О.В. Козырь

Адрес: ООО «Газпром трансгаз Ухта», набережная Газовиков 10/1, г. Ухта, Республика Коми, 169300, Россия.

Телефон: справочная служба — коммутатор (+7 8216) 76-00-56,

Факс: (+7 8216) 74-69-66; Электронная почта: sgp@sgp.gazprom.ru