

Федеральное государственное бюджетное образовательное
учреждение высшего образования
«Тюменский индустриальный университет»

На правах рукописи



ТОЛМАЧЕВ АРТЕМ АЛЕКСЕЕВИЧ

**РАЗРАБОТКА МЕТОДИКИ ОЦЕНКИ
НАПРЯЖЕННО-ДЕФОРМИРОВАННОГО СОСТОЯНИЯ
НИЗКОНАПОРНЫХ ТРУБОПРОВОДОВ ИЗ
ПОЛИМЕРНЫХ АРМИРОВАННЫХ ТРУБ**

Специальность: 2.8.5. Строительство и эксплуатация нефтегазопроводов,
баз и хранилищ (технические науки)

Диссертация
на соискание ученой степени
кандидата технических наук

Научный руководитель:
доктор технических наук, профессор
Иванов Вадим Андреевич

Тюмень – 2025

ОГЛАВЛЕНИЕ

ВВЕДЕНИЕ	5
ГЛАВА 1. МЕТОДИКИ ОЦЕНКИ НАПРЯЖЕННО-ДЕФОРМИРОВАННОГО СОСТОЯНИЯ ПОЛИМЕРНЫХ ТРУБ, ИСПОЛЬЗУЕМЫХ В НЕФТЕГАЗОВОЙ ПРОМЫШЛЕННОСТИ	13
1.1. Опыт применения труб из полимеров в нефтегазовой отрасли	13
1.2. Опыт применения полимерных труб при сооружении нефтегазопроводов в условиях отрицательных температур.....	18
1.3. Дополнительные требования к промышленным нефтегазопроводам из полимерных и полимерных армированных труб.....	25
1.4. Обзор специальных источников и научно-технических разработок, посвященных методикам обеспечения надежности трубопроводных систем из полимерных и полимерных армированных труб.....	28
1.5. Обзор продукции инновационно-ориентированных предприятий, освоивших опытное или серийное производство полимерных и полимерных армированных труб.....	31
1.6. Технология изготовления полимерных армированных труб и метод их соединения.....	49
1.7. Постановка задачи исследования.....	53
Выводы по Главе 1	54
ГЛАВА 2. ЭКСПЕРИМЕНТАЛЬНЫЕ ИССЛЕДОВАНИЯ ПРОЧНОСТНЫХ ХАРАКТЕРИСТИК МПАТ	55
2.1. Планирование экспериментальных исследований.....	55
2.2. Испытания на растяжение.....	57
2.3. Испытания на избыточное давление.....	63
2.4. Определение величины погрешности экспериментов.....	66

2.5. Сравнительный анализ результатов экспериментальных исследований МПАТ с физико-механическими характеристиками полимерных армированных труб серийного производства.....	68
Выводы по Главе 2.....	70
ГЛАВА 3. РАЗРАБОТКА МАТЕМАТИЧЕСКОЙ МОДЕЛИ НАПРЯЖЕННО-ДЕФОРМИРОВАННОГО СОСТОЯНИЯ МПАТ С УЧЕТОМ ИЗМЕНЕНИЯ ТЕМПЕРАТУРЫ.....	72
3.1. Математическая модель напряженно-деформированного состояния МПАТ с учетом изменения температуры.....	72
3.2. Дифференциальные уравнения математической модели МПАТ с учетом изменения температуры.....	80
3.3. Граничные условия.....	82
3.4. Применение метода конечных разностей для решения системы дифференциальных уравнений.....	86
3.5. Решение верификационной задачи.....	92
Выводы по Главе 3.....	97
ГЛАВА 4. РАЗРАБОТКА МЕТОДИКИ ОЦЕНКИ НАПРЯЖЕННО-ДЕФОРМИРОВАННОГО СОСТОЯНИЯ МПАТ ПРИ ОТРИЦАТЕЛЬНЫХ ТЕМПЕРАТУРАХ.....	98
4.1. Определение допустимых радиусов изгиба МПАТ при изменении температуры.....	98
4.2. Алгоритм определения допустимого радиуса изгиба участка трубопровода из МПАТ.....	101
4.3. Методика оценки напряженно-деформированного состояния МПАТ при изгибающих воздействиях и отрицательных температурах.....	104
Выводы по Главе 4.....	106
ЗАКЛЮЧЕНИЕ.....	107
СПИСОК СОКРАЩЕНИЙ.....	108

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ.....	109
Приложение А (справочное) Патент на изобретение № 2793376 «Многослойная полипропиленовая армированная труба».....	129
Приложение Б (справочное) Акт внедрения результатов научного исследования.....	130
Приложение В (справочное) Акт внедрения результатов научного исследования.....	131
Приложение Г (справочное) Типовой протокол испытаний на растяжение.....	132

ВВЕДЕНИЕ

Актуальность темы исследования

Приказом Минпромторга России № 2192 от 14.06. 2023 г. «Об утверждении плана мероприятий по импортозамещению в отрасли нефтегазового машиностроения Российской Федерации на период до 2024 года» Правительством РФ была утверждена стратегия по увеличению доли отечественных технологий в секторе добычи нефти и газа, в том числе в производстве полимерных труб. Также распоряжением Правительства РФ № 207-р от 13.02.2019 г. «Об утверждении Стратегии пространственного развития до 2025 года» были определены меры по повышению качества транспортной и энергетической инфраструктуры, в том числе за счет модернизации и расширения систем трубопроводного транспорта для добычи, сбора, подготовки, транспортировки и хранения углеводородов. Реализация этих мер требует особого внимания к новым технологиям разработки, добычи и транспортировки нефти и газа при направлении развития на импортозамещение иностранных технологий в российской промышленности.

Значительная часть объектов нефтегазовой отрасли РФ сосредоточена в Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции, где расположены перспективные залежи углеводородного сырья в многолетнемерзлых грунтах. Доставка энергоносителей от месторождений до потребителей планируется как по вновь строящимся трубопроводам, так и по существующим. Для транспортировки углеводородов от куста скважины до пункта сбора в большинстве своем используются стальные трубы с внутренней антикоррозионной защитой. Это связано с тем, что нефть с куста представляет собой смесь из множества индивидуальных веществ, большая часть которых – это жидкие углеводороды и гетероатомные органические соединения, преимущественно сернистые, азотистые и кислородные, а также металлоорганические соединения. Стальные трубы, используемые для транспортировки такой нефти, должны иметь повышенную химическую устойчивость.

Промысловые нефтегазопроводы представляют собой сложные и дорогостоящие сооружения, поэтому проблема обеспечения конструктивной надежности при их сооружении с использованием прогрессивных технологий и дальнейшей эксплуатации имеет важное народнохозяйственное значение. В настоящее время все большее распространение в строительстве промышленных нефтегазопроводов получили трубы из полимерных, агрессивностойких материалов (полиэтилен, полипропилен, стеклопластик и др.), которые обладают рядом преимуществ в сравнении со стальными трубами. По состоянию на 2023 год, российский рынок полимерных труб, используемых в нефтегазовой отрасли, обеспечен отечественным производством чуть более чем на 30 %. Остальной объем поставок полимерных труб осуществляется за счет импорта из КНР.

Таким образом, особую актуальность приобретает задача по разработке новых отечественных технологий (новых конструкций полимерных труб), а также методов оценки напряженно-деформированного состояния таких труб с позиции строительной механики (как сооружений со случайным характером изменения нагрузок и прочностных характеристик материалов).

Степень разработанности темы исследования

Исследованиям по обеспечению надежности трубопроводных систем из полимерных труб, а также разработке теоретических и практических разделов при их сооружении посвящены многочисленные труды таких ученых, как А. Н. Аношкин, В. И. Берг, М. Н. Боктицкий, Г. Г. Васильев, С. А. Горелов, М. И. Горилловский, Ю. А. Горяинов, А. Н. Громов, Б. П. Елькин, Ю. Д. Земенков, В. А. Иванов, В. Ю. Каргин, Б. А. Киселев, А. М. Короленок, И. Г. Лавров, Б. В. Моисеев, А. Б. Поспелов, А. А. Разбойников, С. А. Рейтлингер, В. С. Ромейко, С. И. Сенцов, Д. А. Серебренников, А. А. Синюгин, А. А. Тарасенко, В. Е. Удовенко, М. Н. Чекардовский, А. Б. Шабаров, В. А. Шамин, А. А. Шевченко, С. В. Якубовская, Э. М. Ясин и др.

В настоящее время созданы конструкции и описаны технологии производства полимерных труб. Исследования и научно-технические разработки в этой области проводились научно-исследовательскими институтами.

ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ» с 2013 по 2019 гг. проводило опытно-промышленные испытания труб из альтернативных материалов в рамках эксплуатации промысловых нефтегазопроводов. ФГБУН ФИЦ «Якутский научный центр Сибирского отделения Российской академии наук» с 2012 по 2016 гг. изучал эксплуатационные свойства полиэтиленовых труб и их сварных соединений в условиях отрицательных температур. ООО «НИИ Транснефть» в период с 2010 по 2018 гг. занималось разработкой общих технических решений, обеспечивающих безопасную и надежную работу технологических нефтепроводов из полимерных армированных труб для применения их при проектировании, строительстве и эксплуатации.

Как показал анализ специальной литературы и обзор научно-технических разработок, вопросы проектирования, строительства и эксплуатации нефтегазопроводов из полимерных труб при нормальных условиях достаточно полно изучены. Однако проблематика монтажа и эксплуатации полимерных труб при отрицательных температурах, а также отсутствие методов превентивного выявления и определения дефектных участков в ходе выполнения проектных и строительных работ требуют дополнительных исследований.

Цель диссертационной работы – разработка методики оценки напряженно-деформированного состояния нефтегазопроводов из многослойных полипропиленовых армированных труб (МПАТ) для своевременного выявления участков с недопустимыми упруго-пластическими деформациями при экстремально низких температурах.

Основные задачи исследования:

1. Установить зависимость изменения следующих физико-механических характеристик МПАТ при различных температурах: предел прочности, предел текучести, относительное удлинение при максимальной разрушающей нагрузке, модуль упругости;
2. Разработать математическую модель напряженно-деформированного состояния МПАТ при упруго-пластических деформациях в условиях отрицательных температур;

3. Определить минимально допустимые радиусы изгиба нефтегазопроводов из МПАТ при различных температурах;
4. Разработать методику, позволяющую своевременно выявлять участки нефтегазопроводов из МПАТ с недопустимыми упруго-пластическими деформациями при отрицательных температурах.

Объектом исследования являются промышленные нефтегазопроводы из МПАТ, эксплуатируемые в условиях пониженных температур окружающей среды.

Предметом исследования является динамика изменения прочностных характеристик МПАТ под действием различных температур.

Научная новизна работы:

1. Установлены аналитические зависимости физико-механических и деформационных характеристик МПАТ в диапазоне температур от +20 °С до -60 °С;
2. Разработанная математическая модель напряженно-деформированного состояния МПАТ описывает работу трубопроводов при упруго-пластических деформациях с учетом температурных перепадов от +20 °С до -60 °С;
3. Установлено, что минимальный допустимый радиус изгиба МПАТ при снижении температуры до -15 °С увеличивается на 11 % по сравнению с минимальным допустимым радиусом изгиба при температуре +20 °С, что свидетельствует о снижении минимально допустимого диаметра изгиба для МПАТ при прокладке трубопроводов при отрицательных температурах;
4. Разработана методика оценки напряженно-деформированного состояния МПАТ при осевых и продольных нагрузках с учетом изгибающих воздействий, характерных для трубопроводов, эксплуатируемых в условиях отрицательных температур окружающей среды.

Теоретическая и практическая значимость работы:

1. Полученные аналитические зависимости физико-механических и деформационных характеристик МПАТ в диапазоне температур от +20 °С до -60 °С позволят уточнить расчеты при выборе минимально допустимого

диаметра изгиба для МПАТ при прокладке трубопроводов в условиях отрицательных температур;

2. Разработанная математическая модель напряженно-деформированного состояния МПАТ позволяет выявлять участки с недопустимыми напряжениями при температурных перепадах от +20 °С до -60 °С и в режиме реального времени оперативно определять появление аварийно-опасных критических зон, что в перспективе снизит эксплуатационные риски и повысит надёжность транспортной системы в целом;
3. Разработанная методика оценки напряженно-деформированного состояния промышленных трубопроводов из МПАТ позволяет дать превентивную оценку возможности эксплуатации нефтегазопроводов из полимерных армированных труб при отрицательных температурах, достигающих -60 °С;
4. На основании экспериментальных и теоретических исследований разработана МПАТ, позволяющая увеличить ресурс систем трубопроводного транспорта для сбора, подготовки, транспортировки и хранения углеводородов, распределения, газоснабжения и нефтепродуктообеспечения.

Методология и методы исследования

При выполнении диссертационного исследования применялся комплексный подход, который включал в себя научный анализ, планирование и проведение экспериментальных исследований и интерпретацию полученных результатов. В диссертации использовались концептуальные положения теории упругости, строительной механики и методы математического анализа, разработанные в научных трудах отечественных и зарубежных ученых.

Экспериментальные исследования проводились с помощью разрывной машины МТ-130К-О с низкотемпературной камерой, с рабочим диапазоном температур от +150 °С до -70 °С и точностью показаний 0,1 °С и пневмогидравлической насосной станцией ПГН-500К с максимальным давлением до 50 МПа. Экспериментальные данные интерпретировались с помощью встроенного микропроцессора на персональном компьютере.

Для решения задач исследования использовались современные средства численного моделирования, в том числе ПО MathCAD, Старт-Проф и ПАССАТ.

Положения, выносимые на защиту:

1. Значения деформации от напряжения образцов МПАТ при различных температурах позволяют характеризовать механические, прочностные и эксплуатационные характеристики промышленных трубопроводов из МПАТ;
2. Теория криволинейных стержней и кривых тонкостенных труб является основой математической модели напряженно-деформированного состояния МПАТ, в том числе для промышленных трубопроводов из полимерных армированных труб;
3. Применение метода конечных разностей для оценки параметров напряженно-деформированного состояния МПАТ повышает точность определения напряжений, возникающих в промышленных трубопроводах из МПАТ.

Личный вклад автора заключается в формировании методического подхода к проведению экспериментов и обработке их результатов; формулировании положений научной новизны, теоретической и практической значимости. Соискатель принял непосредственное участие в разработке математической модели, патентовании и внедрении результатов исследования.

Степень достоверности результатов работы обеспечена применением известных достижений строительной механики, теории криволинейных стержней и кривых тонкостенных труб, численного решения дифференциальных уравнений и подтверждается высоким коэффициентом множественной корреляции с данными расчетных экспериментов, выполненных с применением общепризнанных универсальных методов. Экспериментальные исследования проведены с использованием современных технологий на стандартизированном оборудовании в соответствии с требованиями нормативно-технических регламентов РФ. Апробация и верификация математической модели выполнена с применением теории планирования многофакторного эксперимента.

Апробации результатов

Основные результаты работы и отдельные положения диссертации докладывались и обсуждались: на Международной научно-технической конференции «Арктика: Современные подходы к производственной и экологической безопасности в нефтегазовом секторе» (г. Тюмень, 2020); на Всероссийской научно-технической конференции «Комплексное изучение и освоение недр Европейского Севера России» (г. Ухта, 2021); на VI Международной научно-практической конференции «Актуальные проблемы научного знания. Новые технологии ТЭК-2022» (г. Тюмень, 2022); на Всероссийской (национальной) научно-практической конференции студентов, аспирантов и молодых ученых «Проблемы функционирования систем транспорта» (г. Тюмень, 2022); на Международной научно-технической конференции «Транспортные и транспортно-технологические системы» (г. Тюмень, 2023); на Международной научно-технической конференции студентов, аспирантов и молодых ученых «Транспорт и хранение углеводородного сырья» (г. Тюмень, 2023).

Публикации

Основные положения и результаты исследований отражены в 14 публикациях, в том числе 4 статьях в журналах, рекомендованных ВАК РФ. Также получен 1 патент РФ на полезную модель изобретения.

Соответствие диссертации паспорту научной специальности

Рассматриваемая область исследования соответствует паспорту специальности 2.8.5. Строительство и эксплуатация нефтегазопроводов, баз и хранилищ 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».

Структура и объем работы

Диссертация состоит из введения, 4 глав, заключения, списка литературы, включающего 151 источник, в том числе 6 иностранных, и 4 приложений. Диссертация изложена на 132 страницах, содержит 43 рисунка и 11 таблиц.

ГЛАВА 1. МЕТОДИКИ ОЦЕНКИ НАПРЯЖЕННО-ДЕФОРМИРОВАННОГО СОСТОЯНИЯ ПОЛИМЕРНЫХ ТРУБ, ИСПОЛЬЗУЕМЫХ В НЕФТЕГАЗОВОЙ ПРОМЫШЛЕННОСТИ

1.1. Опыт применения труб из полимеров в нефтегазовой отрасли

В СССР трубы из полимеров были впервые применены более 60 лет назад. В 1959 году Институт по изысканиям и проектированию транспортных и инженерных сооружений «Мосинжпроект» (далее – «Мосинжпроект») разработал и внедрил проект подземных распределительных газопроводов из поливинилхлоридных и полиэтиленовых труб. Наиболее доступными и подходящими по свойствам для подземных газопроводов на тот момент оказались непластифицированный поливинилхлорид и полиэтилен. В течение следующих 3 лет, начиная с 1-го года эксплуатации, сначала еженедельно, а потом ежемесячно на опытных поливинилхлоридных и полиэтиленовых газопроводах проводились систематические наблюдения и измерения. По итогам испытаний при эксплуатации газопроводов не были выявлены какие-либо отклонения или нарушения.

Опыт эксплуатации газопроводов из полиэтиленовых труб, построенных в период с 1961 по 1964 гг. институтом «Мосинжпроект», показал возможность широкого применения полимерных материалов. Но, в связи с отсутствием надежной сырьевой базы, в СССР полимерные трубопроводы так и остались лишь опытно-экспериментальными объектами.

В 80-х годах были предприняты попытки внедрения разработанных технологий в массовое производство, но экономически целесообразно было производство труб диаметром до 200 мм, поскольку производство трубы диаметром 315 мм и более стоило дороже, чем производство стальной трубы того же диаметра [52]. В итоге на сегодняшний день относительно ограниченное использование полимерных труб в топливно-энергетическом комплексе Российской Федерации объясняется невозможностью преодоления конкуренции со стороны широкодоступных и сравнительно дешевых стальных труб, что было

заложено еще в СССР. Примечательно, что даже экономический кризис 90-х годов не смог кардинально повлиять на данную ситуацию [118].

Что касается других стран, то их зарубежные компании имеют более продолжительный опыт строительства и эксплуатации трубопроводов из полимерных труб. Так, уже в 1988 году доля построенных газораспределительных трубопроводов из пластмасс в Соединенных Штатах Америки составила 92 %, т. е. около 40000 км, из которых основная часть приходится на полиэтиленовые трубопроводы. Широко применяется замена вышедших из строя газораспределительных сетей путем протаскивания через них пластмассовых труб меньшего диаметра.

Традиционно для строительства и ремонта стальных нефтегазопроводов используют стальные трубы [105]. На Рисунке 1.1.1 приведена структура потребления труб в нефтегазовой отрасли Российской Федерации по состоянию на 2021 год.

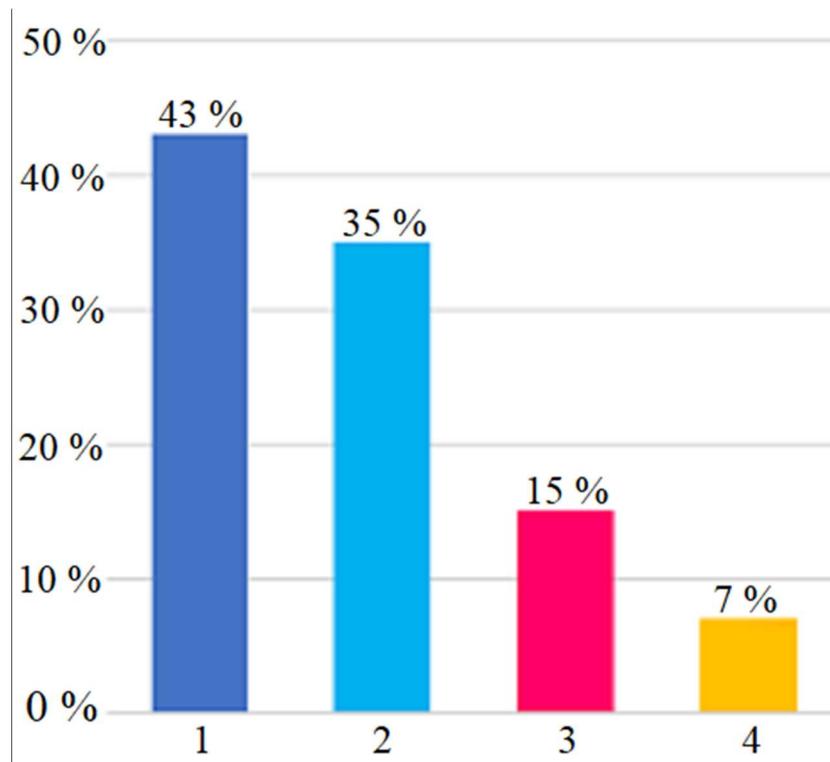


Рисунок 1.1.1 – Структура потребления труб в нефтегазовой отрасли Российской Федерации по состоянию на 2021 год: 1 – стальные трубы; 2 – металлопластиковые трубы; 3 – трубы из сшитого полиэтилена; 4 – трубы из термостабилизированного полипропилена

Доля потребления полиэтиленовых и полипропиленовых труб в нефтегазовой отрасли России связана как с некоторыми особенностями рынка полимерных труб в Российской Федерации и странах Содружества Независимых Государств [21], так и с нормативно-техническими ограничениями их применения.

Несмотря на то, что барьеры входа на рынок полимерных труб невысоки, данный сектор является высококонцентрированным т. е. мощности небольших предприятий рассчитаны на удовлетворение потребностей локальных рынков, поэтому их объемы производства невысоки.

Еще одна особенность рынка заключается в его ценообразовании: уровень цен на трубную продукцию определяется не интенсивностью спроса и себестоимостью производства [131]. Большинство предприятий находится в прямой зависимости от сырья, которое дорожает практически ежедневно, и это несмотря на то, что Российская Федерация имеет значительные запасы нефти. На Рисунке 1.1.2 представлена доля Российской Федерации на мировом рынке полимерно-армированных труб в 2023 году.

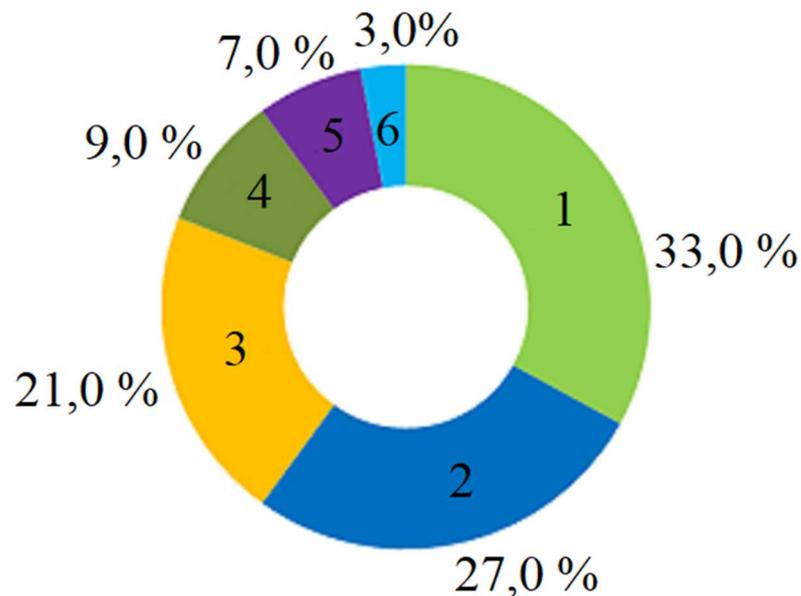


Рисунок 1.1.2 – Доля Российской Федерации на мировом рынке полимерно-армированных труб в 2023 году: 1 – Соединенные Штаты Америки; 2 – Европа; 3 – Азиатско-Тихоокеанский регион; 4 – Ближний Восток и Африка; 5 – Латинская Америка; 6 – Российская Федерация

В итоге в выигрыше оказываются только предприятия, обладающие собственной сырьевой базой. Крупнейшими потребителями полимеров в мире являются Китайская Народная Республика, Германия, Италия, Дания, Нидерланды, Испания, Польша и страны НАФТА (Североамериканская ассоциация свободной торговли, в состав которой входят Соединенные Штаты Америки, Канада и Мексика). Российская Федерация отстает по этому показателю почти в 10 раз [48].

Несмотря на высокую себестоимость продукции и небольшой объем производства, рынок полимерных труб можно считать вполне сформированным, причем конкуренция ведется не только внутри сектора между отдельными производителями, но и на всем рынке трубных изделий между сегментами стальных, чугунных и асбестоцементных труб [83].

Стоит также отметить, что полимерные трубы не нашли широкого распространения в нефтегазовой промышленности еще и по причине ограниченного ассортимента. Многие производители полимерных изделий сориентированы на выпуск только трубной продукции, при этом фасонные детали (отводы, тройники, заглушки и т. д.) либо совсем не выпускаются, либо изготавливаются по индивидуальным заказам. Как следствие, при проведении монтажных работ строительным организациям приходится приобретать трубы у одних производителей, а фасонные изделия – у других. В итоге, при использовании материалов с разными режимами диффузионного сплавления добиться полностью однородного (гомогенного) и долговечного соединения весьма проблематично, что является критичным при сооружении нефтепроводов [79, 110].

В Соединенных Штатах Америки еще в 2006 году Американским Институтом Нефти был разработан отраслевой стандарт API 15S-2006 «Qualification of Spoolable Reinforced Plastic Line Pipe», в котором была отражена технология изготовления полимерных труб с использованием армирующего слоя и рекомендации по сооружению нефтепровода из полимерных армированных труб [146]. В России же до 2022 года отсутствовал какой-либо национальный стандарт, который регламентировал бы разработку, изготовление, а также применение на объектах нефтяного сектора полимерных армированных труб.

Однако ООО «Группа ПОЛИПЛАСТИК» при участии ООО «Энергомаш-ВТС», АО «Завод АНД Газтрубпласт», ООО «Технология композитов», ООО «ПОЛИМАК», ООО «НордВест» и др. разработали ГОСТ Р 59834-2021 «Трубы гибкие полимерные армированные и соединительные детали к ним», который вступил в действие с 01.03.2022 г.

По состоянию на 2023 год общая протяженность эксплуатируемого трубопроводного фонда Российской Федерации оценивается Министерством энергетики и Центральным диспетчерским управлением топливно-энергетического комплекса Российской Федерации примерно в 285000 км. При этом, около 75 % фонда можно считать устаревшим (ввод в эксплуатацию произведен более 20 лет назад).

По данным АО «Инжиниринговая компания научно-исследовательский институт по строительству трубопроводов и объектов ТЭК», общая протяженность промышленных трубопроводов в Российской Федерации по состоянию на 2023 год составляет около 350000 км с учетом промышленных и технологических площадочных трубопроводов. Это значит, что около 210000-260000 км промышленных нефтегазопроводов в ближайшие годы будут подлежать замене.

По сравнению со стальными трубами, у полимерных армированных труб имеются следующие преимущества:

- высокая коррозионная стойкость и увеличенный срок эксплуатации (свыше 50 лет);
- высокие прочностные характеристики за счет применения армирующего слоя, что позволяет работать с высоконапорными средами и высоким рабочим давлением (не менее 20,0 МПа);
- вариабельность конструкционных решений: возможность создания конструкций с повышенными теплоизоляционными свойствами или с использованием электрообогревающих кабелей, вшитых во внутренние слои полимера;
- стойкость к агрессивным и абразивным средам.

Все эти преимущества позволят сократить стоимость эксплуатации нефтепромысловых трубопроводов в 2-3 раза на протяжении всего жизненного цикла [5, 19].

1.2. Опыт применения полимерных труб при сооружении нефтегазопроводов в условиях отрицательных температур

Значительное количество объектов нефтегазовой отрасли Российской Федерации располагается в северной части Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции [18, 64]. Вектор развития нефтяной промышленности региона направлен на отдалённые территории полуострова Ямал, где обнаружены перспективные залежи углеводородного сырья [104, 142]. По оценкам экспертов в области топливно-энергетического комплекса, суммарные запасы и ресурсы на полуострове Ямал и приямальском шельфе Карского моря составляют 20,4 трлн м³ газа и 1 млрд тонн газового конденсата и нефти. На Рисунке 1.2.1 приведена карта распространения объектов нефтегазовой отрасли на территории Российской Федерации.

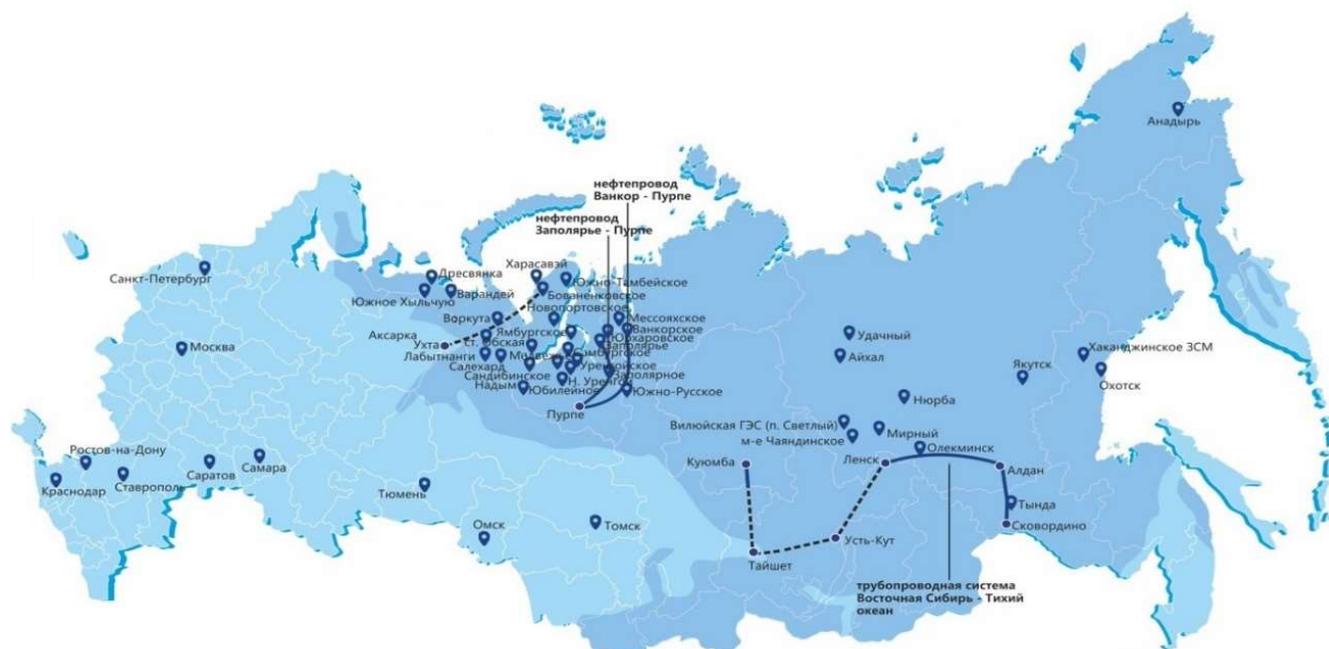


Рисунок 1.2.1 – Распространение объектов нефтегазовой отрасли на территории Российской Федерации

Как видно на рисунке, большинство нефтегазовых объектов располагается на территориях Ненецкого, Ямало-Ненецкого и Ханты-Мансийского автономных округов, которые относятся к зоне Крайнего Севера.

Применение полимерных труб для промысловых нефтегазопроводов позволит коренным образом решить проблему по защите от коррозии, значительно повысить долговечность трубопроводов и минимизировать затраты на их эксплуатацию. Однако любые строительные работы в районах Крайнего Севера сопряжены с риском и крайне сложны [3, 13]. Огромные территории покрыты ледниками и многолетнемерзлыми грунтами (далее – ММГ), поэтому вероятность возникновения аварийных ситуаций при таких геоморфологических особенностях крайне высока [69, 116]. На Рисунке 1.2.2 приведена карта распространения многолетнемерзлых грунтов по территории России.

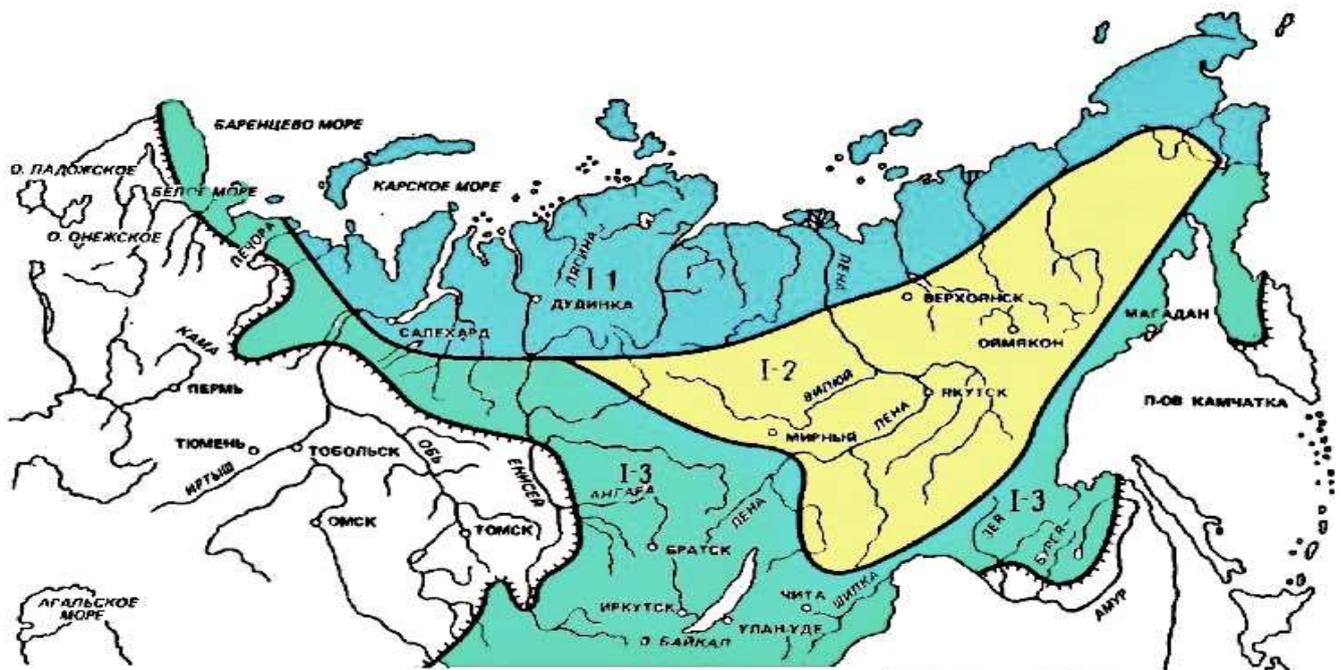


Рисунок 1.2.2 – Территория распространения ММГ в России:

I-1 – Северная низкотемпературная подзона сплошного распространения ММГ; I-2 – Центральная низкотемпературная подзона сплошного распространения ММГ; I-3 – Южная высокотемпературная подзона островного и частично-сплошного распространения ММГ

Как видно на рисунке, ММГ покрыто порядка 65 % всей территории Российской Федерации.

Кроме того, арктический и субарктический климатические пояса характеризуются длительной, холодной и суровой зимой с сильными бурями, морозами и частыми метелями, малым количеством осадков и очень коротким летом. Температура зимой может опускаться до -60°C и ниже.

При наличии ММГ осложняются любые строительные работы, в том числе работы по строительству трубопроводов. Несущая способность таких грунтов варьируется в очень широких пределах [129, 130, 132]. При отрицательных значениях температуры грунты могут воспринимать большие нагрузки без заметных деформаций. Однако при нулевой или положительной температуре ММГ теряют свою несущую способность [44]. Возникает эффект растепления, при котором грунты начинают двигаться, а при повторном замерзании ММГ происходит пучение и растрескивание, которые могут привести к деформации или разрушению подземных трубопроводов [76]. На Рисунке 1.2.3 приведен пример образования арки выброса участка трубопровода вследствие пучения грунта, характеризующийся повышенным напряженно-деформированным состоянием, которое способствует аварийному разрушению трубопровода.



Рисунок 1.2.3 – Образование арки выброса на линейной части действующего газопровода вследствие пучения грунта

Если при транспортировке продукта температура тела трубы превысит $0\text{ }^{\circ}\text{C}$, то грунт начнет двигаться и образуется ореол оттаивания, т. е. грунтовые массы начнут «плыть» [45, 77]. Вследствие этого процесса несущая способность ММГ значительно снизится, трубопровод может потерять устойчивость и деформироваться, создавая при этом дополнительное напряжённое состояние в стенке трубы [6, 133]. Также необходимо учитывать, что условия работы разных участков линейных трубопроводов на всем их протяжении отличны друг от друга [97]. Это правило неизменно, даже если ММГ на всем протяжении линейной части трубопровода имеют однородную структуру. Так, температура перекачиваемой нефти и, следовательно, нефтепровода снижается по мере удаления от насосной станции [16, 29, 96]. Соответственно, при теплопередаче от нефтепровода в грунт температура участков трубопровода также меняется на всем его протяжении. Исходя из этого, участки трубопроводов можно разделить на «горячие», «теплые» и «холодные» [46]. Такое разделение помогает как при проектировании, так и при эксплуатации поскольку становится возможным учитывать состояние трубопровода, анализировать и предсказывать процессы, возникающие в ММГ. Например, «горячие» и «теплые» участки будут с большой долей вероятности растепляться, грунт будет оттаивать и «плыть», а при последующем снижении температуры и замерзании ММГ будет возникать эффект пучения [30]. Что касается «холодных» участков, то здесь растепление грунтов не происходит.

Поскольку ММГ обладают значительной несущей способностью при отрицательных температурных потенциалах, то наилучшими условиями для трубопроводов являются те, при которых вследствие эксплуатации температура стенки трубопроводов не будет превышать отрицательных значений. Если нет возможности для частичной или полной замены ММГ в местах прокладки трубопровода, то, как правило, температуру тела трубы снижают за счет уменьшения температуры перекачиваемого продукта [43, 49, 124].

В ФГБУН ФИЦ «Якутский научный центр Сибирского отделения Российской академии наук» проводились экспериментальные исследования, направленные на

изучение поведения газопроводов из полиэтиленовых труб в процессе эксплуатации при отрицательных температурах. Так, в 2006 году в Республике Саха (Якутия) был введен в эксплуатацию опытно-промышленный подземный участок газопровода протяжённостью 275 м из армированных полиэтиленовых труб диаметром 140 мм, изготовленных по ТУ 2248-003-35323946-2003 на объекте «МПП Тулагино-Капитоновка-Кангалассы» с рабочим давлением 1,2 МПа [100, 101]. Поскольку при строительстве газопровода было принято решение о частичной замене ММГ на привозной грунт, то температура перекачивания газа не превышала 10°C. Результаты мониторинга опытно-промышленного участка в период с 2006 по 2016 гг. показали, что за весь срок эксплуатации газопровода в его ореоле была зафиксирована средняя температура -7,5 °С, а максимальные вертикальные перемещения не превышали 40 мм. По состоянию на 2016 год, в ходе эксплуатации газопровода не были выявлены какие-либо отклонения или нарушения, трубопровод не оказывал техногенного воздействия на ММГ, а результаты исследования армированных полиэтиленовых труб показали, что их деформационно-прочностные свойства не ухудшились.

Также в ФГБУН ФИЦ «Якутский научный центр Сибирского отделения Российской академии наук» проводились экспериментальные исследования, направленные на изучение реакции отдельных образцов полиэтиленов на одноосное растяжение при отрицательных температурах. В результате экспериментов была установлена нижняя допустимая температурная граница по условиям монтажа элементов трубопровода из полиэтилена. Также в рамках эксперимента было установлено, что отдельные марки полиэтилена при понижении температуры до -60 °С продолжали сохранять необходимые эластичные свойства [10].

Однако способ уменьшения температуры перекачиваемого продукта, применяемый при транспортировке газа, вызывает осложнения при перекачке нефти [84]. Так, при уменьшении температуры нефти до -4 °С ее транспортировка по трубопроводу становится невозможной [67]. Это связано с реологическими свойствами нефти, т. к. при уменьшении ее температуры увеличивается показатель

вязкости [62, 68, 78]. Кроме того, залежи нефти в зоне распространения вечной мерзлоты, как правило, относятся к «тяжелым» т. е. с динамической вязкостью более $25 \text{ мПа} \cdot \text{с}$, с повышенной плотностью (от $0,921 \text{ г/см}^3$ до $1,000 \text{ г/см}^3$), с содержанием смолисто-асфальтеновых веществ, азотных, хлорных, кислородных или серосодержащих соединений [50, 51, 62, 77]. Транспортировка такой нефти требует ее подогрева до температуры не менее $+40 \text{ }^\circ\text{C}$ [89, 90, 119]. В этом случае возникает противоречие: минимально необходимая температура для транспортировки нефти не отвечает требованиям для сохранения несущей способности ММГ.

Исходя из вышесказанного, при проектировании и строительстве нефтепроводов из полимерных труб необходимо одновременно учитывать и тепловое воздействие трубопроводов на окружающий грунт, и механическое воздействие грунта на трубопроводы при оттаивании/промерзании, и влияние температуры окружающей среды на охрупчивание труб [4, 56]. Чтобы данные требования выполнялись, полимерный трубопровод должен иметь многофункциональную оболочку с повышенной хладостойкостью, высокую прочность для сопротивления внешним и внутренним нагрузкам и оказывать минимальное тепловое воздействие на грунт, особенно в местах скопления ММГ [31].

Еще одним сдерживающим фактором использования полимерных труб для монтажа промышленных нефтепроводов при отрицательных температурах являются ограничения, заложенные в строительных нормах и правилах. Согласно документам [95, 114, 115], работы по укладке трубопроводов из полимерных труб можно производить при температуре не ниже $-15 \text{ }^\circ\text{C}$, работы по стыковой сварке можно проводить при температуре от $-10 \text{ }^\circ\text{C}$ до $+30 \text{ }^\circ\text{C}$. Указанное регламентирование температурной области использования существенно ограничивает применение полимерных труб для монтажа трубопроводов на севере Западной Сибири, поскольку на данной территории значительный промежуток времени в году температура воздуха отрицательная.

В 2019 году на Восточно-Мессояхском нефтегазоконденсатном месторождении АО «Мессояханефтегаз» введен в эксплуатацию экспериментальный промысловый нефтепровод с рабочим давлением 4,0 МПа с участками надземного и подземного исполнения от куста скважины до центрального пункта сбора нефти (далее – ЦПС) [74]. При сооружении нефтепровода были использованы полимерные армированные трубы диаметром от 100 мм до 125 мм производства ООО «Реммаш-Сервис». По состоянию на сегодняшний день эксплуатация нефтепровода проходит в штатном режиме: не были выявлены какие-либо отклонения или нарушения; трубопровод не оказывает техногенное воздействие на вечномёрзлые грунты в силу низкого коэффициента теплопроводности материала труб. Примечательно, что на момент разработки технической документации для сооружения полимерного нефтепровода требования к проектированию, строительству и эксплуатации полимерных армированных труб в существующей на тот момент нормативно-технической базе отсутствовали. В связи с этим АО «Мессояханефтегаз» провело работу по подготовке специальных технических условий «Полимерные армированные трубы», которые впоследствии были утверждены в Минстрое России. Можно считать, что положительное заключение ФАУ «Главгосэкспертиза» [47] по проектной документации данного объекта фактически и привело полимерные армированные трубы в правовое поле, инициировало разработку ГОСТ Р 59834-2021 «Трубы гибкие полимерные армированные и соединительные детали к ним».

В настоящее время в стадии обсуждения находятся проекты нормативно-технической документации [125]:

- ГОСТ «Трубопроводы промысловые. Трубопроводы из гибких полимерных армированных труб. Правила проектирования, монтажа и эксплуатации»;
- СП «Трубопроводы промысловые из неметаллических труб. Правила проектирования и строительства».

Ввод в действие данных строительных норм и правил позволит осуществлять проектирование, строительство и ремонт нефтегазопроводов, в том числе на ММГ, при отрицательных температурах.

1.3. Дополнительные требования к промышленным нефтегазопроводам из полимерных и полимерных армированных труб

Деятельность нефтегазового комплекса приводит к техногенному воздействию на окружающую среду. Степень этого воздействия, как и экономический ущерб, наносимый предприятиям, во многом зависят от надежности трубопроводов. На основании отчетов Федеральной службы по экологическому, технологическому и атомному надзору с 2018 по 2021 гг. [25 – 28] составлена Таблица 1.3.1, где приведено распределение аварий на объектах нефтегазодобывающей промышленности.

Таблица 1.3.1 – Распределение аварий на объектах нефтегазодобывающей промышленности с 2018 по 2021 гг.

Виды аварий	Количество аварий, %			
	2018	2019	2020	2021
Открытые фонтаны и выбросы	33	29	20	21
Взрывы и пожары на объектах	11	29	60	43
Падение буровых (эксплуатационных) вышек, разрушение их частей	11	0	0	0
Прочие (разрушение технических устройств, разливы нефтесодержащей жидкости)	45	42	20	36
Всего:	100	100	100	100

Как видно из Таблицы 1.3.1, в 2018 году на объектах нефтегазодобывающей промышленности аварии, связанные с разрушением технических устройств и разливами нефтесодержащей жидкости, составили 45 % от общего количества инцидентов, в 2019 году – 42 %, в 2020 году – 20 %, в 2021 году – 36 %.

Общий экономический ущерб от аварий на объектах нефтегазодобывающей промышленности в период с 2018 по 2021 гг. составил 1223,097 млн рублей.

Трубопроводы являются сложными, капиталоемкими, ответственными техническими устройствами, отказ которых приводит к тяжелым последствиям [127]. Поэтому для обеспечения высокой надежности трубопроводного транспорта необходимо предпринимать все возможные меры к его бесперебойной работе (на стадиях проектирования, строительства, эксплуатации и реконструкции) [117, 140, 141].

Одной из причин, заставляющих искать пути повышения надежности труб нефтяного сортамента, является ежегодное увеличение числа аварий в районах добычи и транспорта нефтепродуктов. С точки зрения экономической эффективности, одним из наиболее приемлемых вариантов решения данной проблемы является переход к полимерным и полимерным армированным трубам [1, 14, 139].

Оснащение нефтегазового комплекса Российской Федерации более прочными трубами, стойкими к агрессивным средам при эксплуатации в сложных природно-климатических условиях, является в настоящее время весьма актуальной задачей [120].

Проблема широкого применения полимерных и полимерных армированных труб на нефтяном и газовом промыслах возникает на стадии формирования технического задания на проектирование [2]. Требования к техническому заданию на изготовление изделий достаточно высокие, т. к., кроме общих требований, задание содержит и технические условия эксплуатации.

Основные требования, предъявляемые к трубам:

- технологичность и сравнительная стоимость производства и строительномонтажных работ;
- коррозионная стойкость и прочность в течение заданного срока службы (50 и более лет);

- устойчивость кольцевой формы (жесткость) от внешних нагрузок, в том числе от нагрузок, создаваемых в процессе транспортировки, хранения и строительства;
- диаметр условного прохода должен соответствовать размерному ряду диаметров условного прохода стальных труб;
- трубы должны поставляться в комплекте с соединительными деталями (концевыми элементами).

Одним из определяющих факторов, который влияет на конструктивную надежность промышленных трубопроводов из полимерных и полимерных армированных труб, является повышенное рабочее давление. Вторым фактором является влияние температур на прочностные характеристики труб. Известно, что при эксплуатации промышленных трубопроводов на различных месторождениях имеется большой разброс температур [122]. Также необходимо учитывать природно-климатические условия, например, взаимодействие с грунтом. Протаивание грунта вокруг трубопровода, потеря устойчивости трубопровода при высоких температурах энергоносителя, воздействие морозного пучения грунтов приводят к сложному напряженному состоянию, снижению надежности функционирования [137].

Использование прогрессивных методов строительства и ремонта промышленных трубопроводов из полимерных и полимерных армированных труб требует обеспечения их надежности при дальнейшей эксплуатации. Это связано с определением уровня напряженного состояния полимерных труб при их укладке и, соответственно, с обоснованием рабочих параметров применяемой техники.

Поскольку основной причиной низкой надежности промышленных трубопроводов и трубопроводов нефтегазораспределительных сетей является внутренняя коррозия, то при их строительстве необходимо применять трубы, изготовленные из материалов высокой коррозионной стойкости.

Наиболее широкое применение получили пластмассы, армированные стекловолокном [102]. В настоящее время из них изготавливаются трубы

нефтяного сортамента для различных видов работ на промысле. Основной способ производства – инъекция и экструзия. Количество стекловолокна иногда доводят до 90 % объема [70]. Армирование примерно в 60 раз повышает прочность термопластика в направлении волокон. Армированные трубы устойчивы против воздействия различных агрессивных сред при повышении температуры до +100 °С. По устойчивости против коррозии с полимерными армированными трубами можно сравнить только нержавеющую сталь [34, 36].

Наиболее значительны преимущества пластмассовых труб в случае, когда в расчет принимаются затраты на их монтаж. Установленный срок службы пластмассовых труб составляет не менее 50 лет, а стальных – не более 30 лет.

Таким образом, становится вполне очевидным, что современные способы производства труб из высокопрочных армированных полимеров могут вывести технологии строительных и ремонтных работ на нефтепромыслах на качественно новый уровень.

1.4. Обзор специальных источников и научно-технических разработок, посвященных методикам обеспечения надежности трубопроводных систем из полимерных и полимерных армированных труб

Исследования, посвященные изучению последствий воздействия напряжений изгиба и растяжения на надежность полимерных и полимерных армированных труб при прокладке различными способами, продолжаются и в настоящее время [58, 94, 134]. Целью данных исследований является определение напряженного состояния трубопроводов под воздействием нагрузок, приводящих к их деформации и, как следствие, потере целостности (отказу).

Для обеспечения надежности нефтегазопроводов из полимерных и полимерных армированных труб при прокладке необходимо совершенствовать методы оценки их прочностных характеристик. Ввиду того, что длины полимерных и полимерных армированных труб намного превышают их диаметр, в диссертационной работе рассматриваются только те методики и расчеты на прочность, которые базируются на теории прочности криволинейных стержней.

В работах Е. А. Бейлина и Р. М. Мулляминовой [12] отражены решения задач деформационного расчета для тонкостенных стержней с плоскокриволинейной осью. В основе решения этих задач лежат линейные уравнения единой теории изгиба и кручения стержней криволинейного типа (замкнутого, частично замкнутого и открытого профилей).

В трудах В. П. Павелко [85] рассмотрена податливость упругих стержней под влиянием трещин. Для учета влияния трещины на прочность необходимо решение задачи по определению изменения параметров жесткости изолированного стержня при наличии в нем трещины. В данных работах приводятся конкретные примеры решения этой задачи.

Исследования А. В. Крайнова, Л. С. Ляховича, А. Ю. Одинокова, В. И. Савинова, И. Н. Сидорова [67, 81] посвящены расчету стержней из композитных материалов. В работе А. В. Крайнова и Л. С. Ляховича предложен метод последовательного приближения для определения критических нагрузок для нелинейно-упругих стержневых систем, находящихся под воздействием случайных процессов.

В работах Д. А. Серебренникова [106, 143, 144] представлена методика анализа показателей напряженно-деформированного состояния для тонкостенных композитных балок, испытывающих воздействие изгиба, кручения, сдвига и осевых сил. Рассмотрены элементы с замкнутым и открытым поперечными сечениями. Описано поведение всех сегментов с использованием уравнений теории слоистых композитных конструкций с точки зрения линейного распределения нормальных и касательных напряжений по толщине стенки.

Важно отметить, что вопросами применения полимерных и полимерных армированных труб, а также разработками методик для оценки остаточного ресурса полиэтиленовых и полипропиленовых нефтегазопроводов в Российской Федерации в последние годы занимаются такие компании, как ООО «Газпром ВНИИГАЗ» [107], ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ», ООО «ЛУКОЙЛ-Западная Сибирь» [82] и ООО «НИИ Транснефть» [80].

Высоко оценивая исследования специалистов, заметим, что вышеперечисленные методы и научно-технические разработки нефтегазовых компаний не учитывают весь комплекс нагрузок, которые испытывают полимерные трубы в напряженно-деформированном состоянии. Так, в данных научных трудах и исследованиях не затрагивается вопрос кратковременного пластического деформирования полимерных труб и величины их геометрических параметров. Кроме того, в связи с пластичностью полимерных и полимерных армированных труб необходимо учитывать изменение формы их поперечного сечения при прохождении через криволинейные участки при проектировании и строительстве.

Методика по определению напряженно-деформированного состояния криволинейных стержней и тонкостенных труб, работающих в зоне упруго-пластических деформаций при одновременном действии изгиба и растяжения, представлена в работе С. В. Якубовской [145]. В данной методике учтены нелинейные характеристики материала, но не исследован вопрос напряженно-деформированного состояния полимерных и полимерных армированных труб при воздействии различных температур.

В работе В. Л. Бажанова и Е. В. Сидельникова [11] приводится расчет полимерных конструкций с учетом тепловых воздействий. При этом работа элементов конструкций в зоне упруго-пластических деформаций в данном исследовании не рассматривается.

Анализ научных исследований и научно-технических разработок нефтегазовых компаний показал, что вопросы проектирования, строительства и эксплуатации нефтегазопроводов из полимерных труб при нормальных условиях достаточно полно изучены. Однако проблематика монтажа и эксплуатации полимерных и полимерных армированных труб при отрицательных температурах, а также отсутствие методов превентивного выявления участков с недопустимыми упруго-пластическими деформациями требуют дополнительных исследований.

1.5. Обзор продукции инновационно-ориентированных предприятий, освоивших опытное или серийное производство полимерных и полимерных армированных труб

Растущие цены на металл и трубную продукцию из высоколегированных сталей, а также вектор развития Российской Федерации, направленный на импортозамещение зарубежных технологий, должны стать толчком для развития и широкого применения полимерных и полимерных армированных труб, особенно в настоящее время, когда инновационные трубные решения крайне востребованы нефтегазовыми компаниями, занятыми в освоении и разработке шельфовых месторождений [41, 112]. Но в связи с тем, что производство полимерных и полимерных армированных труб является высокотехнологичным процессом, на сегодняшний день развитие этого сектора возможно только при содействии представителей научного сообщества, обладающих соответствующими компетенциями. В настоящее время рынок производителей полимерных армированных труб находится на стадии внедрения инноваций, и понадобится как минимум несколько лет для того, чтобы трубопроводы из полимеров смогли конкурировать с трубопроводами из стали [123, 126].

Анализ российского рынка полимерных и полимерных армированных труб показал, что по состоянию на 2022 год лишь несколько инновационно-ориентированных предприятий освоили опытное или серийное производство труб, которые имеют соответствующие технические характеристики и могут быть использованы для сооружения нефтегазопроводов в районах Крайнего Севера [8, 22, 71, 87]. Среди таких предприятий можно выделить:

- ООО «Балтикфлекс»;
- ООО «Мепос»;
- ООО «НордВест»;
- ООО «ПОЛИМАК»;
- ООО «Реммаш-Сервис»;
- ООО «Технология Композитов»;

– ООО «Энергомаш-ВТС».

Компания ООО «Балтикфлекс» производит гибкие плоскостворачиваемые рукава для монтажа и эксплуатации мобильных трубопроводов, которые используются для транспортировки нефти и газа. На Рисунках 1.5.1 и 1.5.2 представлены гибкие плоскостворачиваемые рукава.



Рисунок 1.5.1 – Контроль толщины стенки плоскостворачиваемого рукава
ООО «Балтикфлекс»

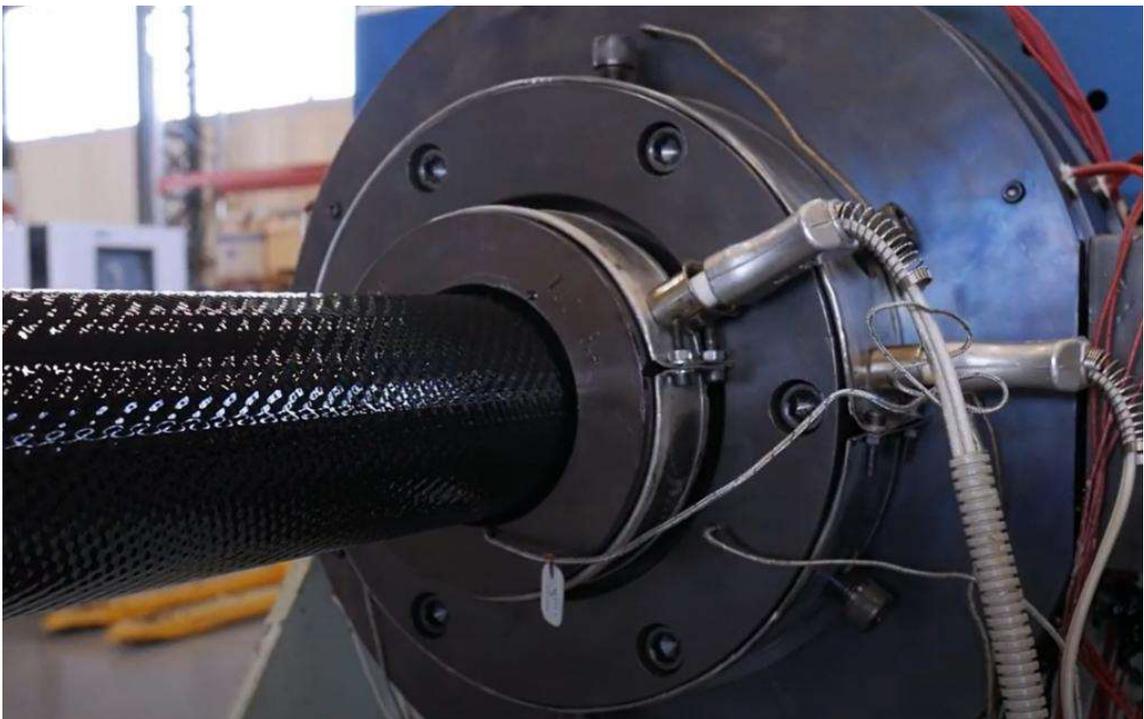


Рисунок 1.5.2 – Экструдирование полиуретанового рукава ООО «Балтикфлекс»

Компания ООО «Мепос» является разработчиком полимерных труб, армированных жестким металлическим каркасом, которые используются для сооружения нефте- и газопроводов. На Рисунке 1.5.3 представлены полимерная труба и металлический каркас для ее армирования.



Рисунок 1.5.3 – Полимерная труба (справа) и металлический каркас для ее армирования (слева)

Особенностью труб ООО «Мепос» является то, что, в отличие от гибких полимерных труб, полимерные армированные трубы транспортируются прямыми секциями, а не намотанными на барабан. В связи с этим, возможно изготовление этих труб относительно большого диаметра (в каталоге компании указаны трубы с внешним диаметром до 225 мм). С другой стороны, данная особенность снижает скорость сборки трубопроводной линии.

Компания ООО «НордВест» осуществляет выпуск полимерных высоконапорных труб. Конструктивные особенности продукции заключаются в использовании в качестве армирующего слоя стальных лент в спирально-перекрестной намотке. На Рисунке 1.5.4 представлена полимерная высоконапорная труба с армирующим слоем из стальных лент в спирально-перекрестной намотке.

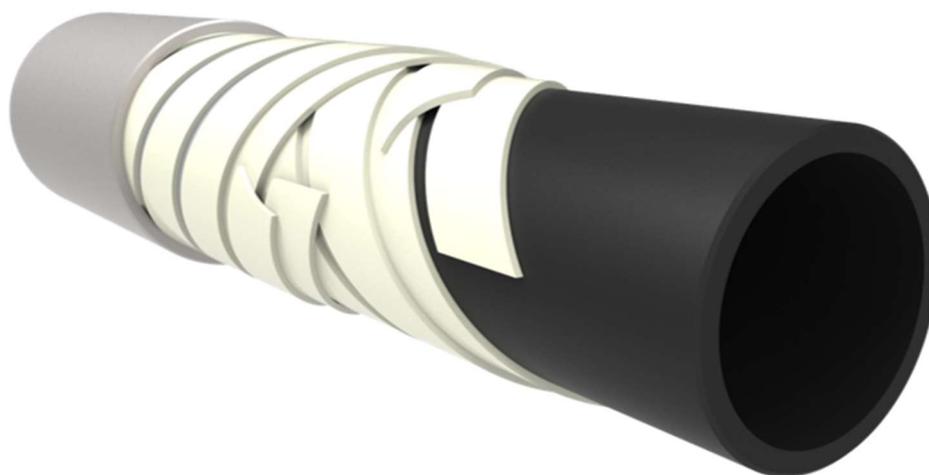


Рисунок 1.5.4 – Полимерная высоконапорная труба ООО «НордВест» с армирующим слоем из стальных лент в спирально-перекрестной намотке

ООО «ПОЛИМАК» и ООО «Реммаш-Сервис» предлагают использовать гибкие полимерные армированные трубы для оснащения выкидных трубопроводов на промышленных объектах. Данные трубы представляют собой многослойную систему, включающую слои из полимерной камеры, высокопрочной стальной ленты и полипропиленовых нитей, что делает их устойчивыми к перепадам температур, динамике потока транспортируемой жидкости, движению грунтов.

Трубы производства ООО «Реммаш-Сервис» в зависимости от типа армирующего каркаса работают на давление:

- до 4,0 МПа при использовании ленточного каркаса;
- до 20,0 МПа при использовании проволочного каркаса.

Трубы производства ООО «ПОЛИМАК» выпускаются диаметром от 50 до 400 мм с максимальным рабочим давлением до 6,3 МПа.

На Рисунках 1.5.5, 1.5.6 и 1.5.7 представлена продукция компаний ООО «ПОЛИМАК» и ООО «Реммаш-Сервис».



Рисунок 1.5.5 – Гибкая полимерная труба с многослойным лайнером производства ООО «ПОЛИМАК»



Рисунок 1.5.6 – Полиэтиленовая армированная труба с фланцами производства ООО «Реммаш-Сервис» для транспортировки нефти, газа, смеси пластовой и подтоварной воды



Рисунок 1.5.7 – Полиэтиленовая армированная труба ООО «Реммаш-Сервис» для транспортировки нефти, газа, смеси пластовой и подтоварной воды

ООО «Технология Композитов» занимается выпуском многослойных труб из полиэтилена, армированных или полимерными нитями, или импрегнированным стеклоровингом. Из многослойных полиэтиленовых армированных труб строят подземные и наземные трубопроводы: нефтепроводы, водоводы систем поддержания пластового давления на нефтепромыслах. Трубы устойчивы к коррозии, гидроабразивному износу и гидрокарбонатным отложениям. Они гибкие, ударопрочные, долговечные и имеют высокую несущую и пропускную способность.

ООО «Технология композитов» выпускает армированные трубы серии «ANACONDA» и «ANACONDA+», которые имеют относительно простую конструкцию, включающую в себя две полиэтиленовые камеры с сеткой из высокопрочных полиэфирных нитей с повышенной адгезией, навитых под углом к оси трубопровода.

На Рисунке 1.5.8 представлена многослойная труба из полиэтилена, армированного нитями, производства компании ООО «Технология Композитов».

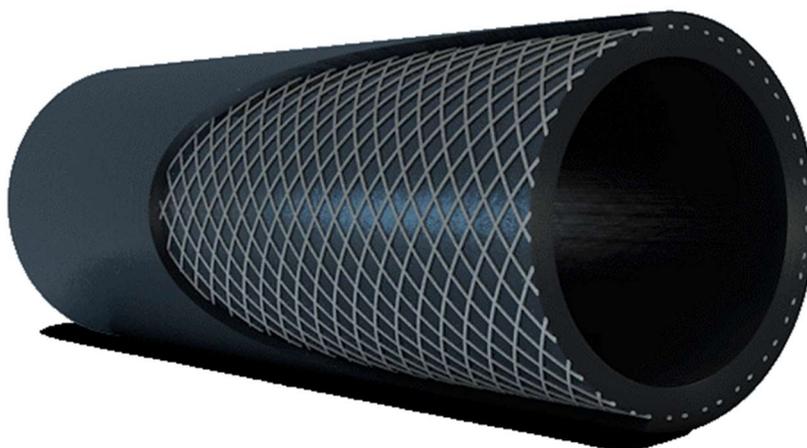


Рисунок 1.5.8 – Многослойная труба из полиэтилена, армированного нитями, производства компании ООО «Технология Композитов»

ООО «Энергомаш-ВТС» в декабре 2020 года запустило линии по производству гибких полимерных армированных труб (высоконапорные конструкции, армированные либо стальными лентами, либо лентами из поливинилхлорида). Гибкие полимерные армированные трубы многослойной структуры предназначены для транспортировки и нагнетания агрессивных сред, нефти, газа и химических жидкостей при температуре эксплуатации от $-60\text{ }^{\circ}\text{C}$ до $+60\text{ }^{\circ}\text{C}$. На Рисунке 1.5.9 представлены гибкие полимерные армированные трубы многослойной структуры производства компании ООО «Энергомаш-ВТС».



Рисунок 1.5.9 – Гибкая полимерная армированная труба многослойной структуры производства компании ООО «Энергомаш-ВТС»

Сравнительный анализ составных частей полимерных и полимерных армированных труб, выпускаемых вышеперечисленными компаниями, показал, что для повышения стойкости к действию внешних и внутренних напряжений и деформаций большинство компаний используют многослойные конструкции труб.

Рассмотрим конструкцию полимерной армированной трубы, которая бы удовлетворяла природно-климатическим и геоморфологическим особенностям северной части Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции. Согласно определению [39], полимерные армированные трубы – это трубы из термопластов, армированные нитями, ровингом, кордом, проволоками или лентами из металлических/неметаллических материалов. Таким образом полимерная армированная труба состоит как минимум из одного основного слоя и одного дополнительного армирующего слоя. Кроме основного и армирующего слоев, изготовители могут добавить в конструкцию трубы барьерный, наружный, адгезионный или разделительный слои, но их использование является опциональным [37, 38, 40]. Приведем подбор необходимых слоев.

Основной слой – это полимерная труба, через которую происходит транспортировка продукта и которая обеспечивает герметичность конструкции. Для изготовления основного слоя могут использоваться:

- полиэтилен высокой плотности PEHD с пределом минимальной длительной прочности не менее 10,0 МПа при максимальной рабочей температуре +40 °С;
- полиэтилен повышенной термостойкости PE-RT с пределом минимальной длительной прочности не менее 8,0 МПа при максимальной рабочей температуре 80 °С;
- сшитый полиэтилен PE-X (пероксидный/силанольный) с пределом минимальной длительной прочности не менее 8,0 МПа при максимальной рабочей температуре +95 °С.

Допускается использовать и другие термопластичные материалы при условии, что они удовлетворяют требованиям нормативно-технической

документации и являются стойкими к газовому конденсату, медленному и быстрому распространению трещин в соответствии с ГОСТ [37].

По статистике за 2021 год, наиболее частой причиной отказов и аварий стальных трубопроводов на нефтяных промыслах в России стала внутритрубная коррозия. На Рисунке 1.5.10 приведены причины отказов и аварий на стальных промысловых нефтепроводах Российской Федерации в 2021 году.

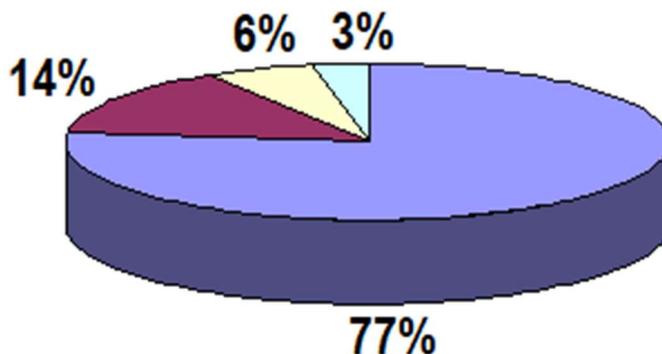


Рисунок 1.5.10 – Причины отказов и аварий на стальных промысловых нефтепроводах Российской Федерации в 2021 году: 77 % – воздействие коррозионных процессов; 14 % – разрушение соединений; 6 % – нарушение правил охраны трубопроводов; 3 % – заводской дефект

Как видно из диаграммы, 77 % аварий и отказов случилось по причине коррозионных процессов в трубах. Это связано с тем, что нефть с куста представляет из себя смесь из множества индивидуальных веществ, большая часть из которых – это жидкие углеводороды и гетероатомные органические соединения, преимущественно сернистые, азотистые и кислородные, а также металлоорганические соединения. Остальные компоненты – это растворенные углеводородные газы, вода, минеральные соли, поверхностно-активные вещества, растворы солей органических кислот, механические примеси (частицы глины, песка, известняка). В большинстве случаев нефть в зонах распространения вечной мерзлоты «тяжелая». Для транспортировки такой нефти требуется ее постоянный подогрев до температуры не менее +40 °С с поддержкой высокого внутритрубного давления [51, 72]. На Рисунке 1.5.11 приведен обобщенный химический состав «тяжелой» нефти.

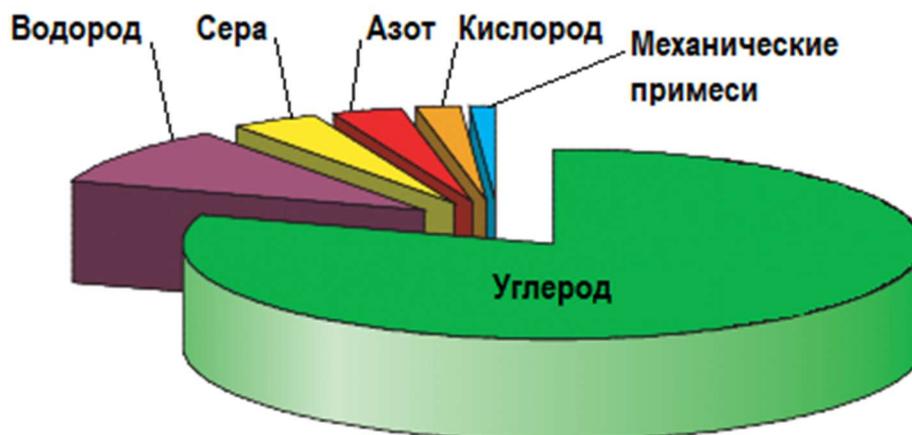


Рисунок 1.5.11 – Обобщённый химический состав «тяжелой» нефти: углерод – 79,5-87,5 %; водород – 11,0-14,5 %; общее содержание серы, кислорода и азота – 0,5-8 %; общее содержание механических примесей – 0,02-0,03 %

С учетом данной особенности наиболее подходящим материалом для основного слоя полимерной армированной трубы будет термостабилизированный полипропилен PP-RCT с пределом минимальной длительной прочности (не менее 4,0 МПа при максимальной рабочей температуре +90 °С).

Полипропилен по сравнению с полиэтиленом более прочен, термостоек, менее подвержен растрескиванию в агрессивных средах, устойчив к воздействию кислот, не разрушается под действием растворов солей, минеральных и растительных масел. Поскольку полипропилен обладает более компактной структурой по сравнению с полиэтиленом. Однако полипропилен более чувствителен к термоокислительной деструкции (старению). Вследствие наличия третичных углеродных атомов полипропилен более чувствителен к действию кислорода, особенно при повышенных температурах [7, 59]. Полипропилен в отличие от того же полиэтилена менее подвержен процессу диффузии нефти. Процесс диффузии нефти в полиэтилене и набухание полиэтилена очень сильно зависят от температуры перекачиваемого продукта [9, 57, 61]. На Рисунке 1.5.12 представлен график сорбции нефти с полиэтиленом высокой плотности, сшитым полиэтиленом и полиэтиленом повышенной термостойкости.

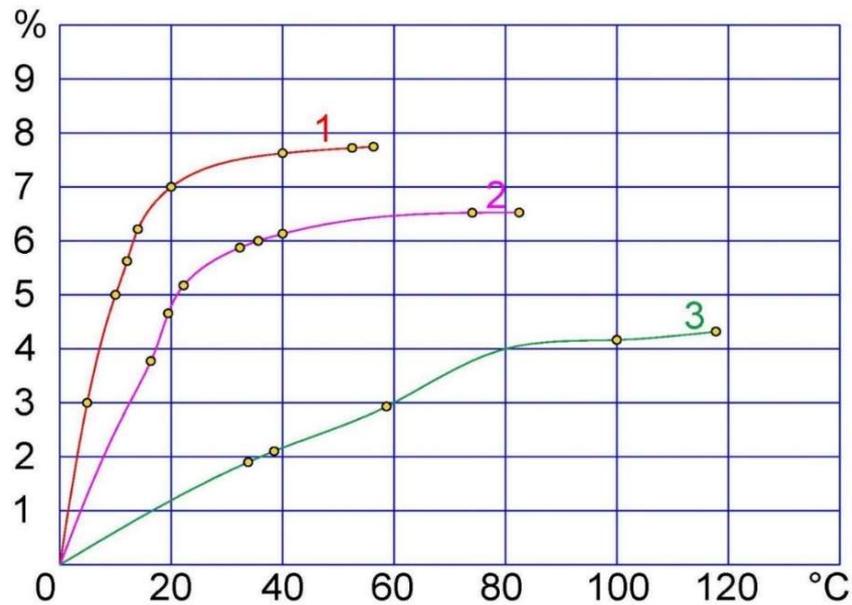


Рисунок 1.5.12 – График сорбции нефти с трубными образцами:

- 1 – полиэтилен высокой плотности, 2 – сшитый полиэтилен,
3 – полиэтилен повышенной термостойкости

Как видно на графике, при температуре +60 °C равновесная концентрация нефти (насыщение) наступала при 8 % масс. С увеличением концентрации сорбированной нефти снижается и прочность полиэтилена, что исключает возможность его применения для транспортировки подогретой нефти. Следовательно, использование полипропилена в качестве основного слоя полимерной армированной трубы для транспортировки нефти будет более рационально, нежели применение полиэтилена. На Рисунке 1.5.13 приведен график изменения прочности трубы из полиэтилена высокой плотности в зависимости от концентрации нефти при +40°C.

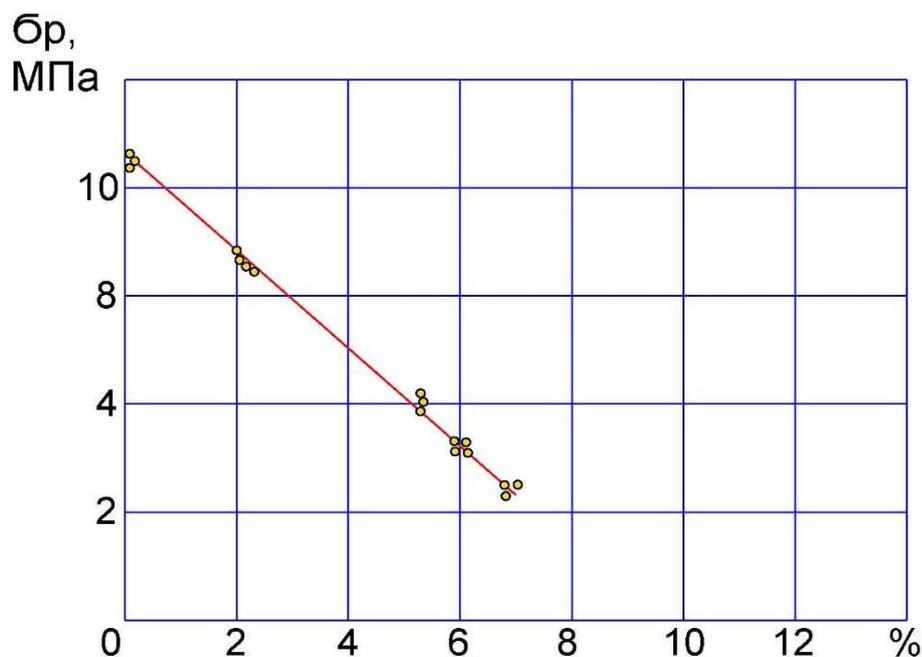


Рисунок 1.5.13 – График изменения прочности трубы из полиэтилена высокой плотности в зависимости от концентрации нефти при +40 °С

Из графика следует, что при увеличении концентрации нефти в полиэтилене снижается его прочность. Таким образом, можно сказать, что использование полипропилена в качестве основного слоя полимерной армированной трубы для транспортировки нефти будет более рационально, нежели применение полиэтилена.

Армирующий слой – это слой, который предназначен для сопротивления действию внутреннего давления и внешних нагрузок, возникающих в процессе эксплуатации трубы. Как правило, армирующий слой наносят на основной слой методом спирально-перекрестной намотки или оплетки определенного числа нитей, ровинга, проволоки, корда или лент. В качестве неметаллических материалов для армирующего слоя применяют стеклянные, углеродные, арамидные, полиэтиленовые или полиэфирные волокна (далее – ПЭ-волокна) в виде нитей, ровинга или однонаправленных лент, в том числе интегрированных в термопластичную матрицу [55, 60, 86]. В качестве металлических материалов для армирующего слоя, как правило, применяют стальную проволоку [88, 108].

Поскольку геометрические размеры основного слоя трубы будут изменяться под воздействием температуры перекачиваемой нефти, температуры окружающей

среды и механических нагрузок, то армирующий материал должен свободно и обратимо смещаться в осевом направлении, а также обладать значительной прочностью, которая позволит обеспечить равномерность в восприятии осевых и радиальных нагрузок [15, 54, 91]. Металлические материалы не будут рассматриваться в качестве элементов армирующего слоя, т. к. их внедрение в матрицу основного слоя происходит методом экструзии (полимерный материал сплавляют одновременно с сетчатым каркасом из стальной проволоки, при этом продольная и радиальная намотка сварены между собой методом контактной сварки в каждой точке пересечения), и каркас не имеет возможности смещаться в осевом направлении трубы. Кроме того, использование металлических материалов в качестве элементов армирующего слоя предполагает дополнительную электрохимическую защиту трубы от коррозии (катодная защита), что увеличивает общую стоимость [103, 111].

Рассмотрены неметаллические материалы для армирующего слоя.

Для получения армированных материалов применяются определенные виды волокон, нитей и волокнистых материалов на их основе. Неметаллические армирующие материалы можно разделить на 2 большие категории [138, 147 – 151]:

- органические (ПЭ-волокна, арамидные);
- неорганические (стеклянные, базальтовые, углеродные).

Органические ПЭ-волокна обладают достаточно высокими прочностными характеристиками [20]. Однако их применение будет ограничиваться низкой теплостойкостью, что делает невозможным применение данного материала при строительстве нефтепроводов, которым требуется перекачка «горячего» продукта. Волокна из углерода отличаются самым высоким модулем упругости, но их основной недостаток – высокая хрупкость и низкая стойкость к фрикционному взаимодействию по сравнению с остальными неорганическими волокнами. Наиболее перспективными выглядят арамидные волокна, которые обладают лучшими характеристиками, чем стеклянные, и даже способны соперничать по прочности с углеродными. Кроме того, арамидное волокно – единственное

высокопрочное волокно, не требующее пропитки для предотвращения повреждений, проявляющихся при трении волокон. В Таблице 1.5.1 представлены физико-механические характеристики различных неметаллических армирующих волокон.

Таблица 1.5.1 – Физико-механические характеристики неметаллических армирующих волокон

Тип волокна	Марка	Плотность, г/см ³	Прочность на разрыв, ГПа	Модуль упругости, ГПа	Удлинение при разрыве, %
Стеклянные волокна	Jushi E6	2,62	3,3	81	4,6
	Aiken S-2	2,48	4,4	89	4,7
	Huatek AR15	2,6	3,3	73	2,2
	Jushi ECR	2,7	3,3	80	4,7
	Chengdu Aerospace DT	2,16	2,4	52	-
	КТ-11-13	2,15	3,4	69	5
	БТ-100	2,67	3,1	80	3
Углеводородные волокна	УКП-5000	1,72	2	210	4
	УКН-М	1,75	3,2	225	4
	УКН-П	1,73	2,8	235	4
	УКН-3	1,72	3	250	4
Арамидные волокна	Kevlar K-29	1,44	4,7	70,5	3,6
	Армос	1,44	2,9	140	4
	СВМ	1,44	4,0	125	4
ПЭ-волокна	Dyneema SK- 66	0,97	3,1	100	3,5

Как видно из табличных данных, арамидные волокна обладают наилучшим показателем прочности на разрыв среди неметаллических армирующих волокон.

Стекланные волокна «Aiken S-2» лишь немногим уступают арамидному волокну «Kevlar K-29» (4,4 ГПа и 4,7 ГПа соответственно). Что касается удлинения при разрыве, то результаты всех типов неметаллических волокон примерно одни и те же. Отдельно стоит отметить показатели волокон по модулю упругости. Как уже ранее упоминалось, углеводородные волокна обладают лучшими показателями – от 210 МПа до 250 МПа. После углеводородных волокон арамидные волокна «Армос» показывают второй лучший результат – 140 МПа.

Несмотря на высокие физико-механические характеристики, основным недостатком всех неорганических волокон является их хрупкость. На Рисунке 1.5.14 в графическом виде представлена зависимость между удельной прочностью и модулем упругости для волокон из различных материалов.

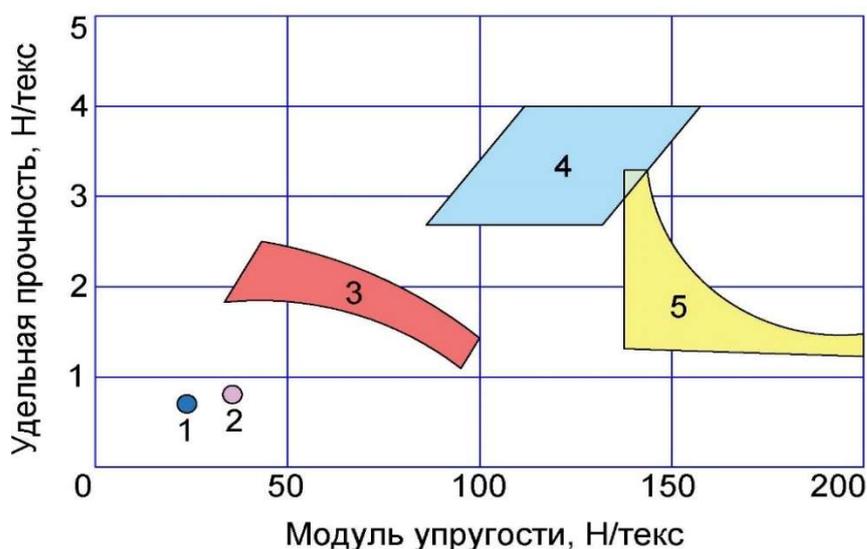


Рисунок 1.5.14 – Связь между удельной прочностью и модулем упругости для волокон из различных материалов:

1 – стекло, 2 – базальт, 3 – арамиды, 4 – ПЭ-волокна, 5 – углерод

Как видно на графике, у стекланных и базальтовых волокон самый низкий модуль упругости как среди органических, так и среди неорганических волокон. Кроме того, их удельная прочность значительно ниже ПЭ-волокон. Углеродные волокна показывают хорошую удельную прочность при модуле упругости ниже 150 Н/текс. Но с увеличением напряжения значения удельной прочности опускаются ниже 1,5 Н/текс, что близко с показателем арамидных волокон.

По совокупности характеристик, а также особенностей волокон можно сделать вывод, что использование арамидных волокон в качестве армирующего слоя для полимерной армированной трубы наиболее полно соответствует природно-климатическим и геоморфологическим особенностям Крайнего Севера. Однако, несмотря на все положительные качества, для арамидных волокон характерна ярко выраженная температурно-временная зависимость прочности, которую необходимо учитывать при проектировании изделий с применением арамидного волокна в качестве силового элемента.

Поскольку нефтегазопроводы – это источники повышенной опасности, то кроме обязательных слоев (основного и армирующего) в конструкции трубы необходимо предусмотреть дополнительную защиту. Так, для исключения диффузии кислорода и нефти к основному слою трубы необходимо дополнительно добавить барьерный слой. Свойства проницаемости полимеров зависят от их кристалличности и полярности, характеризуемых параметром растворимости. Так, полиолефины проявляют отличные барьерные свойства при проникновении влаги, но они высокопроницаемы для углеводородов. Алифатические полиамиды, наоборот, имеют очень высокую стойкость к углеводородам, однако они хорошо проницаемы для водяного пара.

Общий подход к созданию высокофункциональных барьеров состоит в использовании материалов с низкой способностью к диффузионному переносу и/или низкой растворимостью в проникающем веществе.

Рассмотрим результаты тестирования на кислородопроницаемость и паропроницаемость некоторых термопластичных материалов, которые обычно используют в качестве барьерных слоев. На Рисунке 1.5.15 представлены результаты тестирования жидкокристаллического полимера, нанокompозита, поливинилхлорида, сополимера винилового спирта, полиэтилентерефталата, полиамида, полипропилена и полиэтилена низкой плотности на кислородопроницаемость и паропроницаемость.

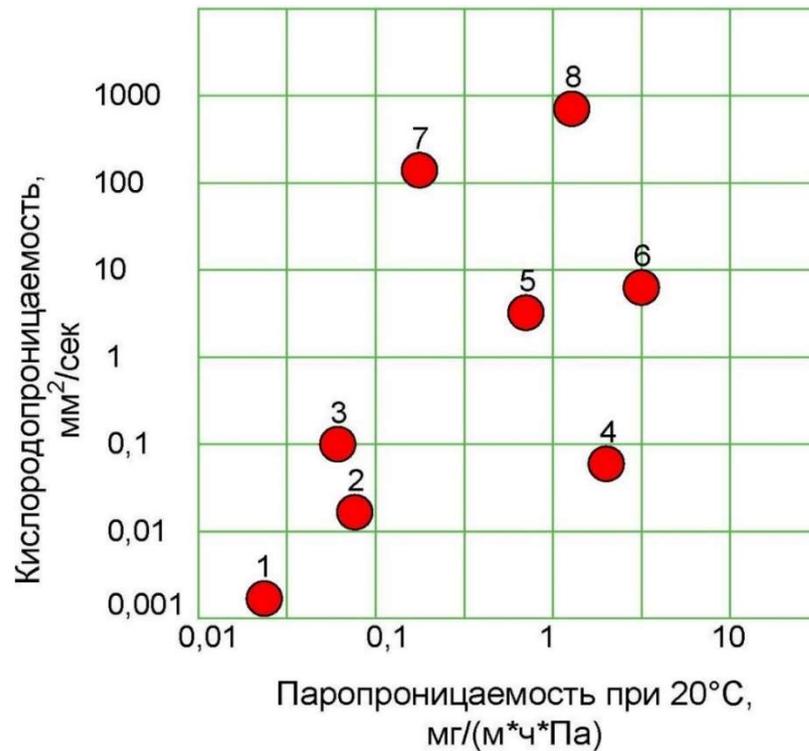


Рисунок 1.5.15 – Результаты тестирования образцов: 1 – жидкокристаллические полимеры, 2 – нанокомпозиты, 3 – поливинилхлориды, 4 – сополимер винилового спирта, 5 – полиэтилентерефталат, 6 – полиамид, 7 – полипропилен, 8 – полиэтилен низкой плотности

Как видно на графике, самые высокие барьерные показатели у жидкокристаллических полимеров. Это определяется их уникальной морфологией, предопределяющей низкий коэффициент диффузии и исключительно низкую растворимость для молекул газов. Кроме того, благодаря низкой вязкости расплава жидкокристаллические полимеры легко заполняют очень тонкие стенки, что позволяет изготавливать изделия сложных форм методом литья под давлением (точность размеров обеспечивается малой усадкой в направлении потока и низким коэффициентом теплового расширения). Таким образом, использование жидкокристаллических полимеров в качестве барьерного слоя в конструкции полимерной армированной трубы минимизирует риски разгерметизации трубы и разлива нефти.

Для дополнительной защиты полимерной армированной трубы от воздействия окружающей среды необходимо предусмотреть еще один слой.

Согласно ГОСТ [39], слой, защищающий трубу от воздействия окружающей среды, называется наружным. Наружный слой – это полимерный слой, предназначенный для защиты армирующего слоя от воздействия окружающей среды, абразивного и/или механического повреждения в процессе хранения, транспортирования, монтажа и эксплуатации. При изготовлении наружного слоя, как правило, применяют те же полимеры, что и для основного слоя, но с учетом того, что они должны быть термо- и светостабилизированы для обеспечения требований по погодостойкости. Поскольку основной слой трубы предусмотрен из полипропилена, то будем считать, что для наружного слоя в конструкции полимерной армированной трубы также будет использоваться полипропилен термостабилизированный.

Для соединения между собой слоев полимерной армированной трубы необходимо предусмотреть еще адгезионный слой. Адгезионный слой предназначен для соединения между собой других слоев, входящих в конструкцию полимерных армированных труб. В качестве материала адгезионного слоя применяют термопластичные адгезионные композиции (смеси, в состав которых входят каучук или смолы (при нагреве они переходят в расплав, заполняют пустоты, а когда остывают, затвердевают).

В ГОСТ [39] отсутствуют какие-либо указания по нанесению адгезионного слоя и его соединения с другими слоями. Однако некоторые рекомендации по склеиванию имеются в пп.7.3.16-7.3.19 [114]:

- склеиваемые поверхности должны проходить специальную механическую обработку, обезжириваться, покрываться клеем;
- состав клея или его марка должны соответствовать материалу трубопровода;
- конфигурация и размеры клеевых соединений должны выполняться по специальным регламентам с учетом используемых труб, срока службы и технологии выполнения монтажных работ;
- в регламенте должна указываться технология склеивания, включающая технологические процессы подготовки поверхности, а при необходимости

приготовление самого клея, собственно самого процесса склеивания, время до испытания соединения с указанием необходимых параметров.

Как видно из приведенной выдержки, рекомендации весьма общие. Ввиду отсутствия методических указаний, включим термопластичные адгезивы на основе привитых силаном поли- α -олефинов в конструкцию полимерной армированной трубы. Данный вид клея обеспечивает высокую прочность, значительную термическую стабильность и демонстрирует хорошую адгезию к неполярным поверхностям, таким как полипропилен или полиэтилен.

Таким образом, можно сделать вывод, что конструкция полимерных армированных труб, используемых при сооружении нефтегазопроводов в районах Крайнего Севера, должна включать в себя, как минимум один основной слой из термостабилизированного полипропилена PP-RCT с пределом минимальной длительной прочности не менее 4,0 МПа при максимальной рабочей температуре +90 °С; один армирующий слой, состоящий из арамидных волокон; один барьерный слой, состоящий из жидкокристаллических полимеров; один защитный слой, состоящий так же, как и основной слой, из термостабилизированного полипропилена PP-RCT; один адгезивный слой, состоящий из адгезива на основе привитых силаном поли- α -олефинов.

1.6. Технология изготовления полимерных армированных труб и метод их соединения

Изготовление всех термопластичных труб, в том числе полимерных армированных труб, производится на трубных линиях [92, 93]. В основе технологии изготовления лежит стандартная схема технологической линии по производству полимерных труб методом экструзии. Весь технологический процесс непрерывен и цикличен. В качестве примера на Рисунке 1.6.1 представлена сборочная линия по производству МПАТ.

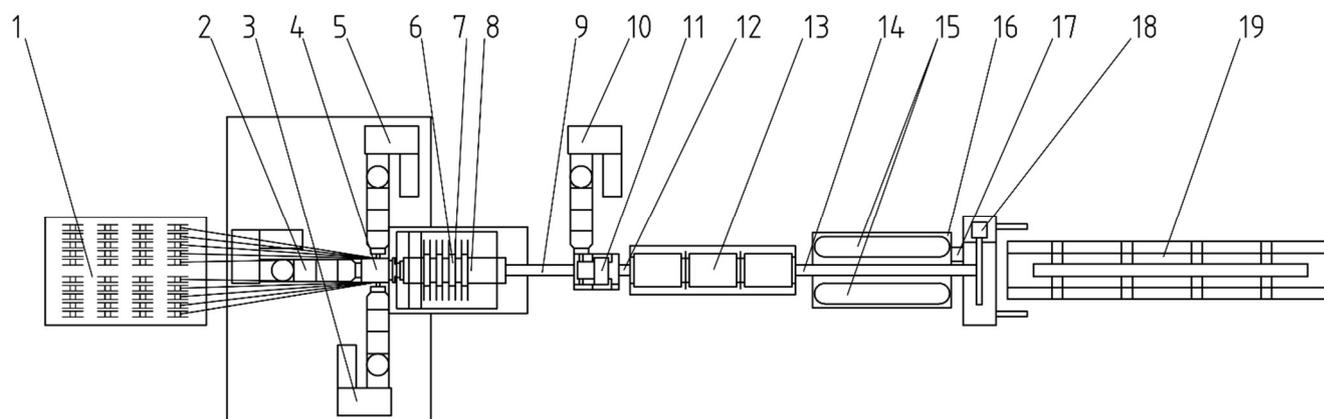


Рисунок 1.6.1 – Сборочная линия по производству МПАТ (вид сверху): 1 – магазин катушек, 2 – узел формирования сырья, 3, 4 – экструдеры, 5 – многослойная экструзионная головка, 6 – барабан, 7 – узел подачи армирующего волокна (нитей), 8 – ротор, 9 – зона формирования сетчатого каркаса, 10 – угловой экструдер, 11 – угловая экструзионная головка, 12 – формовочная полость, 13 – ванна охлаждения, 14 – зона обжаривания, 15 – прижимные траки, 16 – тянущее устройство, 17 – датчик положения, 18 – отрезное устройство, 19 – ролик

В узле формирования сырья (2) смешиваются исходные компоненты для изготовления основного и барьерного слоев. Загруженные гранулы дозируются и смешиваются, а после разогреваются, сжимаются и подаются в экструдеры (3, 4). После экструдеров гранулы выходят в заданной последовательности в виде расплавов. Расплавы формируют полимерную матрицу, состоящую из основного слоя из термостабилизированного полипропилена PP-RCT, и барьерного слоя, состоящего из жидкокристаллических полимеров. После экструдеров (3, 4) заготовка подается на многослойную экструзионную головку (5), которая образует трубную форму. К многослойной экструзионной головке через термостойкое кольцо присоединен калибратор в виде цилиндра, постоянно охлаждаемый изнутри водой, поступающей в него через трубку (трубка проходит внутри многослойной экструзионной головки). В процессе формирования на внешнюю поверхность трубной заготовки наносится соединительная прослойка из термопластичных адгезивов на основе привитых силаном поли- α -олефинов.

Из магазина катушек (1) на барабан (6) наматываются армирующие нити. С помощью ротора (8), снабженного отдельным приводом вращения (не показан на Рисунке 1.6.1), трубная заготовка раскручивается. Одновременно вместе с раскруткой трубной заготовки с узла подачи армирующего волокна (7) начинают подаваться нити. Трубная заготовка проталкивается вперед, в зону формирования сетчатого каркаса (9), где на внешней поверхности заготовки путем навивки нитей образуется армирующий слой.

После выхода из зоны формирования сетчатого каркаса (9) трубная заготовка поступает в формовочную полость (12). Далее, на внешнюю поверхность трубной заготовки с помощью углового экструдера (10) с угловой экструзионной головкой (11) наносятся слой расплав термостабилизированного полипропилена PP-RCT. В результате, на поверхности трубной заготовки образуется защитная оболочка.

Полученную МПАТ подвергают интенсивному охлаждению в ванне охлаждения (13) за счет подачи на ее внешнюю поверхность распыленной жидкости. Подача охлаждающей жидкости осуществляется через форсунки, которые размещены по всей длине ванны.

После выхода из ванны охлаждения труба с помощью тянущего устройства (16) проходит на рольганг (19), перемещаясь по его направляющим роликам. Рольганг служит для трубы опорой. Кроме того, в его конструкции предусмотрена система сбора охлаждающей жидкости, стекающей с трубы, и возврата ее в систему охлаждения.

На рольганге закреплен датчик положения (17), от которого сигнал подается на отрезное устройство (18), перемещающийся по направляющим одновременно с трубой. Получив сигнал от датчика положения (17), срабатывает отрезное устройство, отделяя МПАТ заданной длины.

Преимущество данного способа производства заключается в том, что он обеспечивает непрерывность и стабильность процесса, точность размеров и высокое качество изделия, высокую производительность, легкость регулирования и автоматизацию.

Соединение МПАТ между собой происходит посредством сварки с использованием армированной муфты с закладными нагревательными элементами, которая является самым надежным способом соединения МПАТ. Сам процесс сварки достаточно простой. Сначала к месту совмещения прикладывается муфта, центральная часть которой должна оказаться ровно на стыке труб. После на трубы наносятся отметки, обозначающие положение муфты. Далее в муфту вставляется сначала одна, а потом другая труба согласно нанесенным на них в начале монтажа линиям. В конце к контактам муфты подсоединяется сварочный аппарат, и на спираль, которая находится внутри муфты, подает ток строго определенных параметров. На Рисунке 1.6.2 представлена схема соединения МПАТ с помощью армированной муфты с закладными нагревательными элементами.

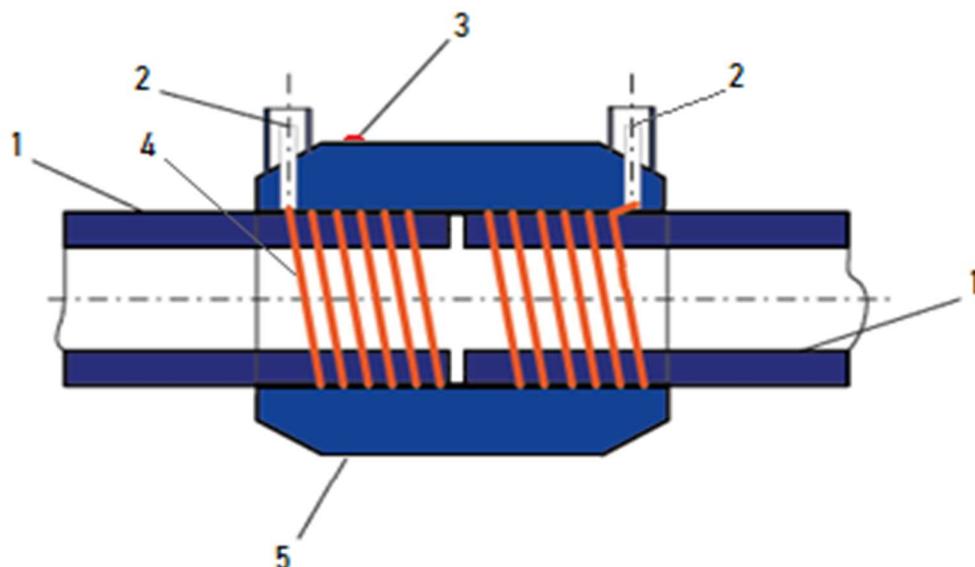


Рисунок 1.6.2 – Схема соединения МПАТ с помощью армированной муфты с закладными нагревательными элементами: 1 – полимерная армированная труба, 2 – контакты, 3 – индикатор тока, 4 – спираль, 5 – корпус муфты

После остывания и кристаллизации полимера трубы и армированная муфта образуют единую конструкцию.

Также целесообразно отметить, что стыковку МПАТ с запорно-регулирующей арматурой (далее – ЗРА) необходимо выполнять с помощью фланцевого соединения. Такое техническое решение продиктовано тем, что при необходимости демонтажа-монтажа ЗРА достаточно просто раскрутить фланцы.

Вырезка же ЗРА из МПАТ приведет к замене всего участка от одного места сварки трубы с использованием армированной муфты до другого.

1.7. Постановка задачи исследования

Научные исследования, научно-технические разработки нефтегазовых компаний и существующие методики изучения последствий воздействия напряжений изгиба и растяжения на надежность полимерных и полимерных армированных труб при прокладке различными способами при нормальных условиях достаточно полно представлены. Однако, несмотря на то, что в разное время отечественные и зарубежные исследователи, а также компании и научно-исследовательские институты занимались изучением данных вопросов для превентивного выявления участков трубопроводов из полимерных армированных труб с недопустимыми упруго-пластическими деформациями при отрицательных температурах, необходимы дополнительные исследования, поскольку появились новые условия и факторы.

Анализ методик изучения последствий воздействия напряжений изгиба и растяжения на надежность полимерных и полимерных армированных труб при прокладке различными способами показал, что в них учтены не все влияющие параметры. При изучении вопроса появилась гипотеза, что необходимая методика по определению напряженно-деформированного состояния многослойных полимерных армированных труб, работающих в зоне упруго-пластических деформаций, которая должна одновременно учитывать действие изгиба и действие растяжений, при этом должна еще учитывать воздействие различных температур на многослойную полимерную армированную трубу.

Автором поставлена цель создать методику оценки напряженно-деформированного состояния нефтегазопроводов из МПАТ для своевременного выявления участков с недопустимыми упруго-пластическими деформациями при экстремально низких температурах, которые характерны для районов Крайнего Севера. Следует отметить, что для достижения цели необходима математическая модель, которая описывала бы процесс напряженно-деформированного состояния

трубопровода из МПАТ. Для создания комплексной математической модели трубопровода из МПАТ необходимы полные графики зависимости прочности от деформации. Информация об исследованиях трубопроводов из МПАТ при упруго-пластических деформациях при одновременном действии изгиба и растяжения, и воздействии экстремально низких температур не представлена в открытой печати. В связи с этим, необходимо провести эксперименты на растяжение и стойкость при постоянном внутреннем давлении образцов трубы с целью исследования физико-механических свойств МПАТ.

Выводы по Главе 1

1. Опытнo-экспериментальные трубопроводы из полимерных труб показали возможность их широкого применения для транспортировки углеводородов. Но, в связи с малой долей потребления полимерных труб в России, а также в связи с нормативно-техническими ограничениями по их применению, полимерные и полимерные армированные трубы не нашли широкого применения на нефтяном и газовом промыслах.
2. Сравнительный анализ продукции инновационно-ориентированных предприятий, освоивших производство полимерных и полимерных армированных труб, показал, что для повышения стойкости к действию внешних и внутренних напряжений и деформаций большинство компаний используют многослойные конструкции труб; характеристики полимерных материалов нестабильны, их следует рассматривать как ориентировочные и каждый раз проверять численные значения для запланированной области применения.
3. При анализе научных исследований и научно-технических разработок нефтегазовых компаний выявлено, что проблематика монтажа и эксплуатации полимерных и полимерных армированных труб при отрицательных температурах, а также отсутствие методов превентивного выявления участков с недопустимыми упруго-пластическими деформациями требуют дополнительных исследований.

ГЛАВА 2. ЭКСПЕРИМЕНТАЛЬНЫЕ ИССЛЕДОВАНИЯ ПРОЧНОСТНЫХ ХАРАКТЕРИСТИК МПАТ

Многослойные армированные конструкции обладают рядом особенностей, в числе которых:

- нелинейные эффекты, связанные с работой конструкций в области пластических деформаций;
- ортотропия;
- слоистое строение.

Экспериментальные исследования влияния этих особенностей в сочетании с теоретическими методами расчета позволят оценить поведение конструкций из МПАТ и определить область их применения.

На имеющемся оборудовании, прошедшем аттестационную проверку, были проведены испытания на растяжение и испытания на избыточное давление образцов МПАТ.

Каждый из проводимых экспериментов имеет свою специфику. Для определения механических и прочностных характеристик МПАТ необходимо использование разрывной машины [23, 128]. Для определения величины разрушающего давления необходимо использование пневмогидравлической насосной станции.

Поскольку результаты экспериментов имеют случайный характер и зависят от условий проведения опытов, точности измерительных приборов, идентичности испытываемых образцов и ряда других факторов, при планировании экспериментов был использован вероятностный подход [136]. Для получения воспроизводимых результатов экспериментальных исследований в каждой точке были проведены контрольные испытания.

2.1. Планирование экспериментальных исследований

Цель экспериментальных исследований заключается в определении механических и прочностных характеристик МПАТ.

Полученные данные необходимы для:

- расчета напряженного состояния трубопроводов из МПАТ при их прокладке и эксплуатации;
- определения величины разрушающего внутреннего давления для МПАТ;
- оценки влияния температур на прочностные характеристики армированного полипропилена для оценки эксплуатационной надежности МПАТ.

Необходимое количество повторений опытов находилось в зависимости от показателей надежности, точности и коэффициента вариации [113].

Показатель надёжности проведения опытов был задан 0,95.

По заданной надёжности был найден уровень значимости:

$$\lambda = 1 - \gamma_1 = 1 - 0,95 = 0,05, \quad (2.1.1)$$

где λ – уровень значимости; γ_1 – показатель надёжности.

Полученный уровень значимости соответствует табличным значениям квантиле нормального распределения [53]. Для уровня значимости 0,05 квантиль равен 1,96. Квантиль является показателем максимального отклонения случайной величины от её математического ожидания при заданной доверительной вероятности.

Значения показателя точности оценки среднего значения характеристики и коэффициент вариации были заданы 0,1 в соответствии с требованиями [53].

Необходимое число замеров было определено по формуле 2.1.2:

$$n = g_a^2 \cdot (K^2/S^2) = 1,96 \cdot (0,1^2/0,1^2) = 3,8416 \approx 4, \quad (2.1.2)$$

где n – необходимое число замеров; g_a – квантиль нормального распределения; K – коэффициент вариации; S – точность оценки среднего значения характеристики.

Результаты измерений обрабатывались с применением статистических методов. Для заданной надежности и определенного числа измерений коэффициент Стьюдента был задан 2,78 в соответствии с исследованиями [73, 135].

Границы доверительного интервала были определены по следующим формулам:

$$\Delta x = t_{\alpha}(n) \cdot \Delta S_{\bar{x}}, \quad (2.1.3)$$

$$\Delta S_{\bar{x}} = \sqrt{\frac{1}{n(n-1)} \sum_{i=1}^n (\bar{x} - x_i)^2}, \quad (2.1.4)$$

$$\bar{x} = \frac{\sum_{i=1}^n x_i}{n}, \quad (2.1.5)$$

где Δx – граница доверительного интервала; $t_{\alpha}(n)$ – коэффициент Стьюдента; $\Delta S_{\bar{x}}$ – среднее квадратичное отклонение; n – необходимое число замеров; \bar{x} – среднее арифметическое значение замеряемого параметра; x_i – ошибка отдельных измерений.

Оценка относительно погрешности результатов измерений вычислялась по формуле 2.1.6:

$$\delta = (\Delta x / \bar{x}) \cdot 100 \%, \quad (2.1.6)$$

где δ – относительная погрешность результатов измерений, %; Δx – граница доверительного интервала; \bar{x} – среднее арифметическое значение замеряемого параметра.

2.2. Испытания на растяжение

Для определения механических свойств МПАТ необходимы испытания на одноосное растяжение [24, 98].

С целью исследования деформационно-прочностных свойств МПАТ в контрольно-сварочной лаборатории АО «Московское монтажное управление специализированное» был проведен комплекс экспериментов.

Для испытания деформационно-прочностных свойств МПАТ была использована разрывная машина МТ-130К-О с низкотемпературной камерой, с диапазоном от +150 °С до -70 °С. Точность показаний – 0,1 °С, точность поддержания температуры – $\pm 0,5$ °С, перепад температур в рабочем пространстве

камеры – $\pm 2^{\circ}\text{C}$, мощность установки – 2,5кВт. На Рисунках 2.2.1 и 2.2.2 изображены разрывная машина МТ-130К-О и низкотемпературная камера соответственно.



Рисунок 2.2.1 - Разрывная машина МТ-130К-О с низкотемпературной камерой



Рисунок 2.2.2 - Низкотемпературная камера разрывной машины МТ-130К-О

Низкотемпературная камера для испытаний на растяжение и сжатие предназначена для проведения испытания на растяжения образцов из различных материалов при пониженных температурах. Изготавливается только для использования с разрывными машинами серии «МТ».

Для эксперимента из опытного образца МПАТ было изготовлено 24 образца-лопатки в соответствии с требованиями [32, 33, 35]. Тип образцов-лопаток – 2, толщина – 18,7 мм, общая длина – 200 мм (из которых 170 мм – длина рабочей части). На Рисунке 2.2.3 представлены образцы-лопатки.



Рисунок 2.2.3 - Образцы-лопатки МПАТ (до испытаний)

Суть испытаний заключалась в растягивании образцов-лопаток вдоль их главной продольной оси с постоянной скоростью 25 мм/мин. В процессе растяжения проводились замеры нагрузки, выдерживаемой образцами. Температуры испытаний были заданы +20 °С, 0 °С, -15 °С, -30 °С, -45 °С и -60 °С соответственно.

Порядок проведения испытаний:

1. Закрепление образца-лопатки в захватах разрывной машины;
2. Кондиционирование образца-лопатки в камере при заданной температуре в течение 3600 секунд;

3. Запуск подвижной траверсы со скоростью 25 мм/мин;
4. Растягивание образца-лопатки до ее разрыва.

Данные испытаний были представлены в Таблице 2.2.1.

Таблица 2.2.1 – Результаты испытаний на растяжение образцов-лопаток при скорости 25 мм/мин

$T, ^\circ\text{C}$	№ образца	σ , МПа	σ_{cp} , МПа	$\varepsilon_L, \%$	$\varepsilon_{Lcp}, \%$	$\varepsilon_P, \%$	$\varepsilon_{Pcp}, \%$	E , МПа	E_{cp} , МПа
+20	1-1	17,5	17,6	11,6	11,4	65,1	59,4	787,5	718,3
	2-1	16,9		10,8		55,0		665,4	
	3-1	17,9		11,1		67,2		812,9	
	4-1	18,1		11,3		50,2		607,3	
0	1-2	23,6	24,1	8,2	8,2	30,0	32,5	922,2	968,3
	2-2	26,0		8,6		32,4		996,0	
	3-2	22,5		7,9		36,6		999,1	
	4-2	24,3		8,1		31,1		956,0	
-15	1-3	30,1	30,7	7,0	7,1	28,7	25,5	1390,7	1263,5
	2-3	31,0		6,8		23,1		1235,7	
	3-3	30,8		7,1		24,0		1163,0	
	4-3	31,1		7,4		26,1		1264,8	
-30	1-4	35,1	35,6	6,3	5,9	25,2	23,5	1458,3	1355,5
	2-4	36,2		5,2		22,6		1302,0	
	3-4	36,3		5,8		25,4		1463,4	
	4-4	34,8		6,3		20,8		1198,3	
-45	1-5	41,3	40,2	5,5	5,7	20,2	21,4	1443,4	1527,4
	2-5	41,6		5,6		20,1		1436,3	
	3-5	39,6		5,8		22,5		1607,8	
	4-5	38,3		5,9		22,7		1622,1	
-60	1-6	46,2	46,4	5,3	5,2	17,4	15,9	1846,1	1689,7
	2-6	45,8		5,0		13,1		1390,0	
	3-6	46,9		5,3		15,7		1665,8	
	4-6	46,7		5,1		17,5		1856,8	

где σ – максимальная прочность при растяжении, МПа; ε_T – относительное удлинение при максимальной нагрузке, %; ε_P – относительное удлинение при разрушении образца-лопатки, %; E – модуль упругости, МПа; T – температура испытания, °C; σ_{cp} – среднее значение максимальной прочности при растяжении, МПа; ε_{Tcp} – среднее значение относительного удлинения при максимальной нагрузке, %; ε_{Pcp} – среднее значение относительного удлинения при разрушении образца-лопатки, %; E_{cp} – среднее значение модуля упругости, МПа.

В результате испытаний были получены значения максимальной прочности образцов при растяжении, модуль упругости каждого образца, относительные удлинения при максимальной нагрузке и разрушении образцов-лопаток, а также усредненные значения всех вышеперечисленных показателей.

На Рисунке 2.2.4 представлены образцы-лопатки после испытаний на растяжение.



Рисунок 2.2.4 – Образцы-лопатки МПАТ (после испытаний)

На основании визуального анализа поверхности разрушенных образцов-лопаток было сформировано предположение, что механизм разрушения образцов в испытаниях на растяжение заключается в разрыве армирующего слоя, адгезионно связанного со основным и защитным слоями, способность которых к торможению трещин и определяет переход от удлинения образца к его разрушению при понижении температуры испытаний.

На основании усредненных данных Таблицы 2.2.1 была построена диаграмма деформирования. На Рисунке 2.2.5 представлена диаграмма деформирования образцов-лопаток при растяжении.

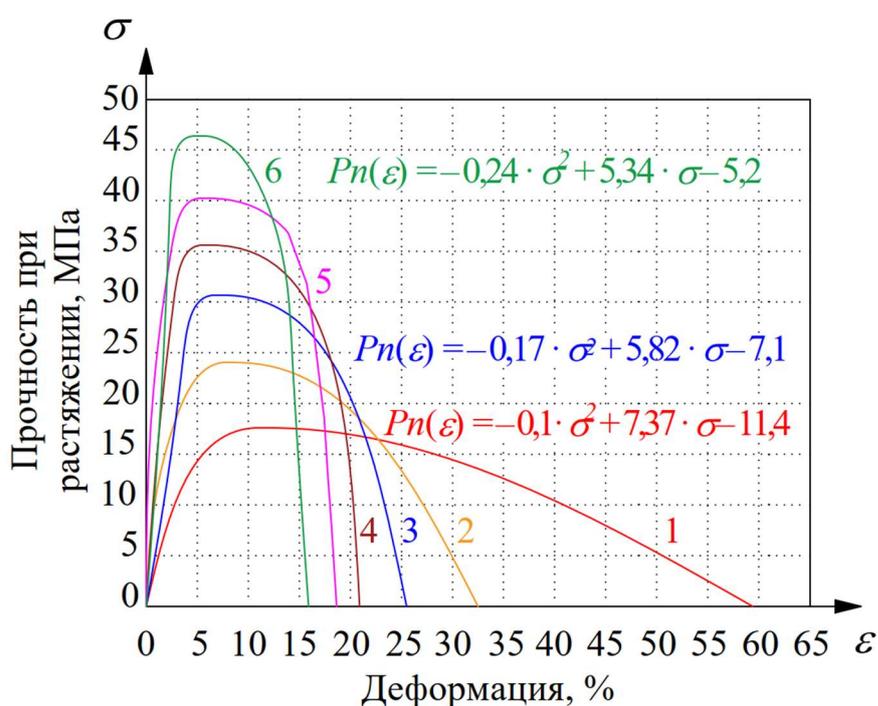


Рисунок 2.2.5 – Диаграмма деформирования образцов-лопаток при растяжении:

- 1 – группа образцов с температурой испытаний +20 °C; 2 – группа образцов с температурой испытаний 0 °C; 3 – группа образцов с температурой испытаний -15 °C; 4 – группа образцов с температурой испытаний -30 °C; 5 – группа образцов с температурой испытаний -45 °C; 6 – группа образцов с температурой испытаний -60 °C; σ – прочность при растяжении, МПа;

ε – деформация, %; $P_n(\varepsilon)$ – полином Ньютона

Полученные в результате испытаний кривые 1-6 описали следующими полиномами Ньютона:

$$Pn(\varepsilon) = -0,1 \cdot \sigma^2 + 7,37 \cdot \sigma - 11,4, \quad (2.2.1)$$

$$Pn(\varepsilon) = -0,15 \cdot \sigma^2 + 6,17 \cdot \sigma - 8,2, \quad (2.2.2)$$

$$Pn(\varepsilon) = -0,17 \cdot \sigma^2 + 5,82 \cdot \sigma - 7,1, \quad (2.2.3)$$

$$Pn(\varepsilon) = -0,21 \cdot \sigma^2 + 6,21 \cdot \sigma - 5,9, \quad (2.2.4)$$

$$Pn(\varepsilon) = -0,22 \cdot \sigma^2 + 6,0 \cdot \sigma - 5,7, \quad (2.2.5)$$

$$Pn(\varepsilon) = -0,24 \cdot \sigma^2 + 5,34 \cdot \sigma - 5,2, \quad (2.2.6)$$

где σ – прочность при растяжении, МПа; ε – деформация, %; $Pn(\varepsilon)$ – полином Ньютона.

Кривые 1 – 6 описаны формулами 2.2.1 – 2.2.6 соответственно.

На основе показаний деформационно-прочностной диаграммы образцов-лопаток МПАТ был сделан вывод, что разрушение образцов-лопаток определяется снижением сопротивляемости материала пластическим деформациям в вершине трещины при понижении температуры испытаний на растяжение.

Анализ результатов испытаний выявил, что, несмотря на охрупчивание материала образцов-лопаток при отрицательных температурах, значения деформационно-прочностных характеристик образцов МПАТ растут.

Таким образом, в квазистатических испытаниях на кратковременную прочность при растяжении образцов-лопаток были получены полные графики зависимости прочности от деформации, определены механические и прочностные характеристики образцов МПАТ.

2.3. Испытания на избыточное давление

Для испытаний на избыточное давление образцов МПАТ была использована пневмогидравлическая насосная станция ПГН-500К с максимальным развиваемым давлением до 50 МПа. Контроль давления, при котором происходило разрушение образцов-катушек, осуществлялся с помощью образцового манометра с классом точности не менее 1,5. На Рисунке 2.3.1 изображена пневмогидравлическая насосная станция ПГН-500К.



Рисунок 2.3.1 – Пневмогидравлическая насосная станция ПГН-500К с образцовым манометром

Для эксперимента из опытного образца МПАТ было изготовлено 4 образца-катушки длиной 1500 мм, с толщиной стенки 18,7 мм, наружным диаметром 315 мм в соответствии с требованиями [38]. На Рисунке 2.3.2 представлен образец-катушка МПАТ с концевыми заглушками.



Рисунок 2.3.2 – Образец-катушка МПАТ с концевыми заглушками

Суть испытаний заключалась в создании давления внутри образцов-катушек с использованием воды, с постепенным увеличением давления через равные промежутки времени от 0 МПа до 35 МПа. В процессе эксперимента проводились замеры давления, при котором происходило разрушение образцов-катушек. Контроль давления осуществлялся образцовым манометром с классом точности не менее 1,5.

Порядок проведения испытания:

1. Подсоединение испытуемого образца-катушки к оборудованию для создания давления;
2. Удаление воздуха;
3. Кондиционирование образца-катушки в воде при +20 °С в течение 3600 секунд;
4. Нагнетание внутритрубного давления до 5,0 МПа;
5. Выдержка давления 30 секунд;
6. Сброс давления;
7. Выдержка 1800 секунд;
8. Нагнетание внутритрубного давления до 10,0 МПа;
9. Выдержка давления 30 секунд;
10. Сброс давления;
11. Выдержка 1800 секунд;
12. Нагнетание внутритрубного давления до 15,0 МПа;
13. Выдержка давления 30 секунд;
14. Сброс давления;
15. Выдержка 1800 секунд;
16. Повторение цикла с увеличением внутритрубного давления со скоростью до 1 МПа/с в образце-катушке до потери её герметичности.

При испытаниях все образцы-катушки разрушились под действием избыточного давления. В качестве примера на Рисунке 2.3.3 представлен один из образцов-катушек после проведения испытаний.



Рисунок 2.3.3 – Образец-катушка МПАТ (после испытаний)

Визуальный контроль показал, что разгерметизация образца-катушки произошла в результате образования продольной трещины.

Результаты испытаний приведены в Таблице 2.3.1.

Таблица 2.3.1 – Результаты испытаний образцов-катушек МПАТ на избыточное давление

№ образца	1	2	3	4	Среднее значение
Разрушающее давление при +20 °С, МПа	30,1	22,8	29,3	27,4	27,4

Усредненное значение разрушающего давления при +20 °С составляет 27,4 МПа, что превышает усредненное значение предела текучести образцов-лопатки (17,6 МПа при +20 °С) МПАТ более чем в 1,5 раза.

Полученные в результате эксперимента величины позволяют корректно произвести выбор рабочего давления при эксплуатации промышленных трубопроводов из МПАТ.

2.4. Определение величины погрешности экспериментов

После проведения экспериментов по определению прочностных и механических свойств образцов МПАТ вычислены величины погрешности

экспериментальных исследований. В Таблице 2.4.1 приведены значения погрешности экспериментальных испытаний на растяжение образцов-лопаток.

Таблица 2.4.1 – Значения погрешности экспериментальных испытаний на растяжение образцов-лопаток МПАТ

Исследуемые прочностные характеристики при заданной температуре испытаний		Значение параметра погрешности			
		\bar{x}	Δx	$\Delta S_{\bar{x}}$	$\delta, \%$
при $T = +20 \text{ }^\circ\text{C}$	σ , МПа	17,6	1,47	0,53	8,35
	ε_T , %	11,4	0,95	0,34	8,33
	ε_P , %	59,4	22,55	8,11	37,96
	E , МПа	718,3	272,63	98,07	37,95
при $T = 0 \text{ }^\circ\text{C}$	σ , МПа	24,1	4,06	1,46	16,85
	ε_T , %	8,2	0,81	0,29	9,88
	ε_P , %	32,5	8,01	2,88	24,65
	E , МПа	968,3	101,41	36,48	10,47
при $T = -15 \text{ }^\circ\text{C}$	σ , МПа	30,7	1,25	0,45	4,07
	ε_T , %	7,1	0,70	0,25	9,86
	ε_P , %	25,5	6,92	2,49	27,14
	E , МПа	1263,5	263,99	94,96	20,89
при $T = -30 \text{ }^\circ\text{C}$	σ , МПа	35,6	2,11	0,76	5,93
	ε_T , %	5,9	1,45	0,52	24,58
	ε_P , %	23,5	6,14	2,21	26,13
	E , МПа	1355,5	358,12	128,82	26,42
при $T = -45 \text{ }^\circ\text{C}$	σ , МПа	40,2	4,28	1,54	10,65
	ε_T , %	5,7	0,50	0,18	8,77
	ε_P , %	21,4	3,92	1,41	18,32
	E , МПа	1527,4	281,61	101,30	18,44
при $T = -60 \text{ }^\circ\text{C}$	σ , МПа	46,4	1,36	0,49	2,93
	ε_T , %	5,2	0,42	0,15	8,08
	ε_P , %	15,9	5,70	2,05	35,85
	E , МПа	1689,7	606,46	218,15	35,89

где Δx – граница доверительного интервала; $\Delta S_{\bar{x}}$ – среднее квадратичное отклонение; \bar{x} – среднее арифметическое значение измеряемого параметра; δ – относительная погрешность результатов измерений, %; σ – максимальная прочность при растяжении, МПа; ε_T – относительное удлинение при максимальной нагрузке, %; ε_P – относительное удлинение при разрушении образца-лопатки, %; E – модуль упругости, МПа; T – температура испытания, °С.

В Таблице 2.4.2 приведены значения погрешности экспериментальных испытаний образцов-катушек МПАТ на разрушающее давление.

Таблица 2.4.2 – Значения погрешности экспериментальных испытаний на разрушающее давление образцов-катушек МПАТ

Исследуемая механическая характеристика	Значение параметра погрешности			
	\bar{x}	Δx	$\Delta S_{\bar{x}}$	$\delta, \%$
Разрушающее давление при +20 °С, МПа	27,4	9,09	3,27	33,17

где Δx – граница доверительного интервала, $\Delta S_{\bar{x}}$ – среднее квадратичное отклонение, \bar{x} – среднее арифметическое значение измеряемого параметра, δ – относительная погрешность результатов измерений, %.

Средние арифметические значения измеряемых параметров ранее вычислены по формуле (2.1.5) и приведены в Таблицах 2.2.1 и 2.3.1.

Использование формул (2.1.3), (2.1.4), (2.1.5) и (2.1.6), а также данных из Таблиц 2.2.1 и 2.3.1 позволило получить значения погрешности экспериментов.

В результате обработки полученных экспериментальных данных были определены значения погрешностей.

2.5. Сравнительный анализ результатов экспериментальных исследований МПАТ с физико-механическими характеристиками полимерных армированных труб серийного производства

Для оценки возможности эксплуатации МПАТ при отрицательных температурах также проведен сравнительный анализ результатов

экспериментальных исследований образцов-лопаток и образцов-катушек МПАТ с физико-механическими характеристиками полимерных армированных труб серийного производства.

Поскольку при проведении экспериментальных исследований использовались образцы трубы МПАТ, которая состоит из основного слоя термостабилизированного полипропилена PP-RCT с пределом минимальной длительной прочности не менее 4,0 МПа при максимальной рабочей температуре +90 °С, армирующего слоя из арамидных волокон, барьерного слоя из жидкокристаллических полимеров и защитного слоя из термостабилизированного полипропилена PP-RCT и имеет наружный диаметр 315 мм и толщину стенки 18,7 мм, то для сравнительного анализа были подобраны полимерные армированные трубы с наиболее схожими параметрами. Обзор российского рынка производителей полимерных изделий показал, что по состоянию на 2024 год трубы соответствующего сортамента выпускают только 2 компании – ООО «ПОЛИМАК» и ООО «Группа ПОЛИПЛАСТИК».

Компания ООО «ПОЛИМАК» выпускает трубы ПАТ-300, в соответствии с ТУ 2248-005-54112451-2004, с рабочим давлением 4,0 МПа, наружным диаметром 315 мм, толщиной стенки 30,3 мм для транспортировки многофазных смесей и эмульсий, попутного нефтяного газа, высокоминерализованной пластовой воды, растворов кислот и щелочей, сточной и хозяйственно-питьевой воды. Отличительной особенностью ПАТ-300 является то, что труба представляет собой многослойную конструкцию, состоящую из лайнера (основной слой) повышенной термостойкости PE-RT, армирующего слоя из высокомодульных синтетических нитей и оболочки (защитный слой).

Компания ООО «Группа ПОЛИПЛАСТИК» выпускает трубы ПОЛИФИБРОН, в соответствии с ТУ 22.21.29-110-73011750-2023, с рабочим давлением 6,0 МПа, с наружным диаметром 300 мм, толщиной стенки 24,6 мм для транспортировки нефти, газа, воды, многофазных смесей и эмульсий. Отличительной особенностью ПОЛИФИБРОН является то, что труба представляет

собой конструкцию из полиэтилена высокой прочности, который армирован однонаправленными лентами на основе стекловолокна.

В Таблице 2.5.1 приведены физико-механические характеристики труб МПАТ, ПАТ-300 и ПОЛИФИБРОН.

Таблица 2.5.1 – Сравнительный анализ физико-механические характеристики труб МПАТ, ПАТ-300 и ПОЛИФИБРОН при +20 °С

Параметры	МПАТ	ПАТ-300	ПОЛИФИБРОН
Наружный диаметр, мм	315	315	300
Толщина стенки, мм	18,7	30,3	24,6
Вес 1 м трубы, кг	11,6	20,4	15,3
Максимальное рабочее давление, МПа	4,0	4,0	6,0
Модуль упругости, МПа	718,3	826,6	934,9
Относительное удлинение при максимальной нагрузке, %	59,4	49,6	39,8

Как видно из табличных данных, физико-механические характеристики МПАТ сопоставимы с физико-механическими характеристиками труб ПАТ-300 и ПОЛИФИБРОН. Несмотря на то, что среднее значение модуля упругости МПАТ (718,3 МПа) меньше значений модулей упругости ПАТ-300 (826,6 МПа) и ПОЛИФИБРОН (934,9 МПа), МПАТ лишь немногим им уступает. Что касается показаний относительного удлинения при максимальной нагрузке, то результаты всех типов труб имеют незначительные различия.

По совокупности характеристик, можно сделать вывод, что использование МПАТ для сооружения нефтегазопроводов в районах Крайнего Севера, для которые характерны экстремальные отрицательные температуры, возможно.

Выводы по Главе 2

1. В результате эксперимента на растяжение образцов-лопаток получены значения модуля упругости, пределов прочности и текучести образцов МПАТ. Также была получена диаграмма деформации образцов-лопаток.

2. В результате эксперимента по испытанию на внутреннее давление образцов-катушек МПАТ было получено среднее значение разрушающего давления при +20 °С, которое составляет 27,4 МПа. Данное значение превышает средний предел текучести образцов-лопаток (17,6 МПа при +20 °С) более чем в 1,5 раза. Полученные в результате эксперимента величины позволяют корректно произвести выбор рабочего давления при эксплуатации промышленных трубопроводов из МПАТ.
3. Полученные в результате экспериментальных исследований механические, прочностные и температурные зависимости образцов-лопаток и образцов-катушек МПАТ будут учтены при разработке математической модели напряжённо-деформированного состояния промышленных трубопроводов из МПАТ.
4. В результате обработки полученных экспериментальных данных были определены значения погрешностей; получено среднее арифметическое погрешности механических характеристик материалов, среднее квадратичное отклонение, среднее квадратическое отклонение среднего арифметического, доверительный интервал экспериментов. Множественный коэффициент корреляции составляет 0,85, что позволяет уверенно говорить о достоверности полученных данных.

ГЛАВА 3. РАЗРАБОТКА МАТЕМАТИЧЕСКОЙ МОДЕЛИ НАПРЯЖЕННО-ДЕФОРМИРОВАННОГО СОСТОЯНИЯ МПАТ С УЧЕТОМ ИЗМЕНЕНИЯ ТЕМПЕРАТУРЫ

При разработке математической модели напряженно-деформированного состояния МПАТ использовались основы теории криволинейных стержней и кривых тонкостенных труб, т. к. длина МПАТ превышает ее диаметр.

В качестве образцов для разрабатываемой математической модели МПАТ были рассмотрены математические модели напряженно-деформированного состояния криволинейных стержней и тонкостенных труб, предложенные С. В. Якубовской и И. Г. Лавровым [63, 145]. В математической модели С. В. Якубовской учитываются нелинейные характеристики полимерных материалов и решается задача по определению напряженно-деформированного состояния криволинейных стержней и тонкостенных труб. Однако напряженно-деформированное состояние полимерных труб при воздействии различных температур в данной модели не рассматривалось. Математическая модель, предложенная И. Г. Лавровым, учитывает нелинейные характеристики полимерного материала, решает задачу по определению напряженно-деформированного состояния криволинейных стержней и тонкостенных труб при воздействии различных температур. Однако данная модель разрабатывалась для гибких полиэтиленовых труб для бестраншейной прокладки.

Таким образом, необходимо разработать математическую модель напряженно-деформированного состояния МПАТ, которая позволила бы прогнозировать поведение трубопроводов при упруго-пластических деформациях в условиях отрицательных температур и выявлять участки с недопустимыми напряжениями.

3.1. Математическая модель напряженно-деформированного состояния МПАТ с учетом изменения температуры

В главе 3.1 предложена математическая модель напряженно-деформируемого состояния МПАТ при различных температурах [121]. На Рисунке 3.1.1 представлена расчетная схема поперечного сечения МПАТ.

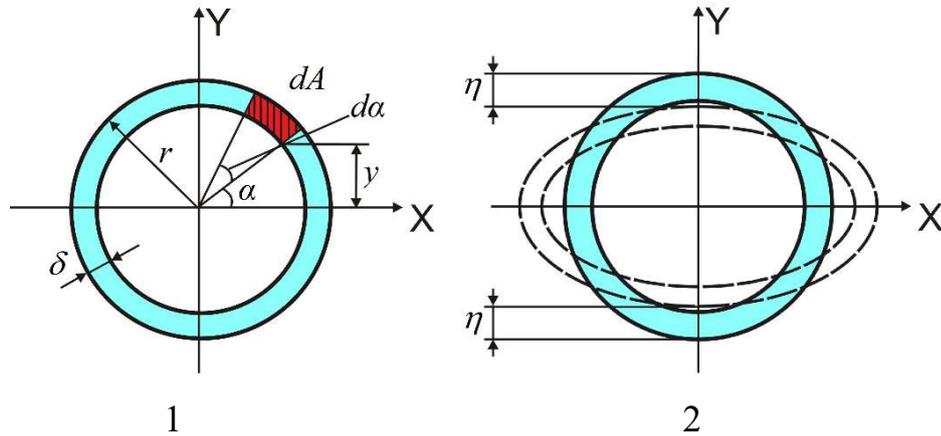


Рисунок 3.1.1 – Расчетная схема поперечного сечения МПАТ, где 1 – в нормальном состоянии, 2 – при вертикальной нагрузке: η – изменение радиуса поперечного сечения трубы, м; r – наружный радиус трубы, м; A – площадь поперечного сечения стенки трубы, м²; y – высота угла от оси поперечного сечения трубы до дифференциала этого же угла, м; δ – толщина стенки трубы, м; α – угол наклона поверхности движения к горизонту, градусы.

На Рисунке 3.1.2 представлена расчетная схема кривого стержня (криволинейного участка МПАТ).

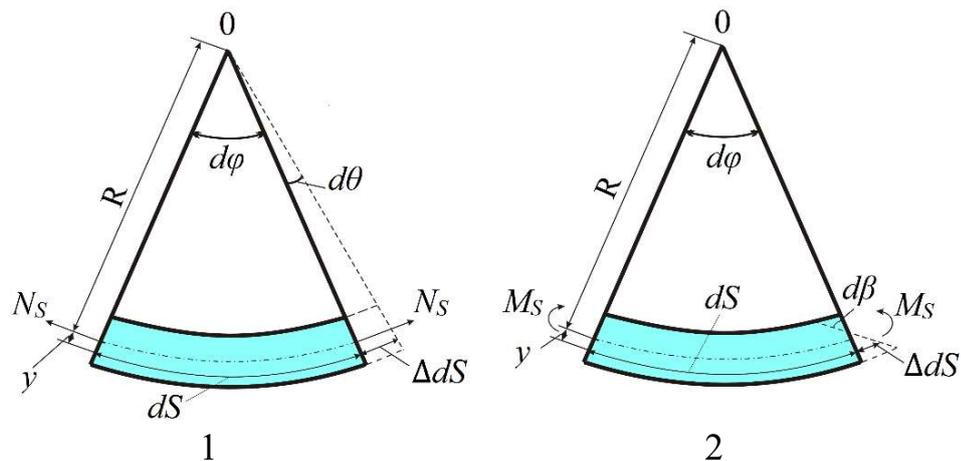


Рисунок 3.1.2 – Расчетная схема кривого стержня, где 1 – при действии растягивающего усилия, 2 – при действии изгибающего момента: N_S – продольное усилие, возникающее при изгибе трубы, Н; M_S – изгибающий момент вдоль оси S , Н·м; y – высота угла от оси поперечного сечения трубы до дифференциала этого же угла, м; R – радиус изгиба трубы, м; φ – угол поворота, градусы; θ – угол поворота при растяжении, градусы; β – угол поворота при изгибе, градусы.

Напряжение связано с деформацией следующей зависимостью:

$$\sigma = E_c \cdot \varepsilon, \quad (3.2.1)$$

где σ – напряжение, возникающее в трубе, МПа; E_c – переменный модуль, МПа; ε – относительная деформация.

Переменный модуль – это параметр, характеризующий нелинейные свойства материала трубы в зоне упруго-пластических деформаций [121].

Для учета изменения температуры предложено определять переменный модуль следующим уравнением:

$$E_c = E_t / (1 + b_t \sigma^2), \quad (3.2.2)$$

где E_c – переменный модуль, МПа; E_t – мгновенный модуль упругости материала с учетом температуры, МПа; b_t – коэффициент, определяющий изменение переменного модуля от величины деформации с учетом температуры, МПа⁻²; σ – напряжение, возникающее в трубе, МПа.

Для определения значений переменного модуля при отрицательных температурах необходимо определить прочностные характеристики МПАТ в этих условиях.

В главе 2 описаны результаты испытаний на растяжение образцов-лопаток МПАТ при температурах +20 °С, 0 °С, -15 °С, -45 °С и -60° С с целью изучения влияния температуры на физико-механические характеристики материала.

Для определения значений переменного модуля при отрицательных температурах была проведена аппроксимация прочностных значений МПАТ, приведённых в Таблице 2.2.1.

В результате аппроксимации значений, приведённых в Таблице 2.2.1, сделан вывод, что модуль упругости зависит от температуры следующим образом:

$$E_t = E_{20} \cdot (-0,6 \cdot (T_t/T_{20}) + 1,6), \quad (3.2.3)$$

где E_t – мгновенный модуль упругости материала с учетом температуры, МПа; E_{20} – мгновенный модуль упругости материала при температуре +20 °С, МПа;

T_t – температура окружающего воздуха, °С; T_{20} – температура окружающего воздуха, равная +20 °С.

В результате аппроксимации значения коэффициента, определяющего изменение переменного модуля от величины деформации в упруго-пластической зоне при различных температурах, получена следующая зависимость:

$$b_t = 0,5 \cdot b_{20} \cdot (3 - (T_t/T_{20})), \quad (3.2.4)$$

где b_t – коэффициент, определяющий изменение переменного модуля от величины деформации с учетом температуры, МПа⁻²; b_{20} – коэффициент, определяющий изменение переменного модуля от величины деформации с учетом температуры +20 °С, МПа⁻²; T_t – температура окружающего воздуха, °С; T_{20} – температура окружающего воздуха, равная +20 °С.

Уравнение зависимости предела текучести от температуры после аппроксимации выглядит следующим образом:

$$\sigma_t = \sigma_{20} \cdot (-0,3 \cdot (T_t/T_{20}) + 1,3), \quad (3.2.5)$$

где σ_t – предел текучести материала трубы при заданной температуре, МПа; σ_{20} – предел текучести материала трубы при температуре +20 °С, МПа; T_t – температура окружающего воздуха, °С; T_{20} – температура окружающего воздуха, равная +20 °С.

Относительная деформация записывается следующими выражениями:

$$\varepsilon = \varepsilon_r + \varepsilon_s + \varepsilon_\eta, \quad (3.2.6)$$

$$\varepsilon_s = \varepsilon_M + \varepsilon_N, \quad (3.2.7)$$

где ε_r – относительная деформация от искривления МПАТ при прохождении угла поворота трассы трубопровода; ε_η – относительная деформация от изменения поперечного сечения трубы; ε_M – относительная деформация от действия изгибающего момента M ; ε_N – относительная деформация от действия растягивающего усилия N .

Относительная деформация от искривления трубы при прохождении угла поворота трассы трубопровода записывается следующим уравнением:

$$\varepsilon_r = r/R, \quad (3.2.8)$$

где r – наружный радиус трубы, м; R – радиус изгиба трубы, м.

Уравнение относительной деформации изменения формы поперечного сечения МПАТ записывается следующим образом:

$$\varepsilon_\eta = \eta/(R+r), \quad (3.2.9)$$

где η – изменение радиуса поперечного сечения трубы, м; r – наружный радиус трубы, м; R – радиус изгиба трубы, м.

Подставив уравнение (3.2.6) в уравнение (3.2.1), можно напряжение, возникающее в трубе, выразить следующим образом:

$$\sigma = E_c \cdot (\varepsilon_r + \varepsilon_s + \varepsilon_\eta), \quad (3.2.10)$$

где σ – напряжение, возникающее в трубе, МПа; E_c – переменный модуль, МПа; ε_r – относительная деформация от искривления МПАТ при прохождении угла поворота трассы трубопровода; ε_η – относительная деформация от изменения поперечного сечения трубы; ε_s – суммарное значение относительной деформации от действия изгибающего момента M и относительной деформации от действия растягивающего усилия N .

Относительная деформация элемента стержня от действия растяжения была определена следующим выражением:

$$\varepsilon_N = \Delta dS/dS = (d\theta(R+y))/(d\varphi(R+y)) = d\theta/d\varphi, \quad (3.2.11)$$

где ε_N – относительная деформация от действия растягивающего усилия N ; r – наружный радиус трубы, м; R – радиус изгиба трубы, м; S – длина стержня, м; ΔS – длина стержня при растяжении, м; φ – угол поворота, градусы; θ – угол поворота при растяжении, градусы; y – величина растяжения, м.

Относительная деформация элемента стержня от действия изгиба определена следующим выражением:

$$\varepsilon_M = \Delta dS/dS = (d\beta \cdot y)/(d\varphi(R+y)) = (d\beta/d\varphi) \cdot (y/(R+y)), \quad (3.2.12)$$

где ε_M – относительная деформация от действия изгибающего момента M ; R – радиус изгиба трубы, м; S – длина стержня, м; ΔS – длина стержня при изгибе, м; φ – угол поворота, градусы; β – угол поворота при изгибе, градусы; y – величина изгиба, м.

Преобразовав уравнение (3.2.10) получили напряжение, возникающее в трубе под действием изгибающего момента и растягивающего усилия:

$$\sigma_s = E_c \cdot \varepsilon_s, \quad (3.2.13)$$

где σ_s – напряжение, возникающее в трубе под действием изгибающего момента M и растягивающего усилия N , МПа; E_c – переменный модуль, МПа; ε_s – суммарное значение относительной деформации от действия изгибающего момента M и относительной деформации от действия растягивающего усилия N .

Опираясь на уравнения (3.2.6), (3.2.7) и (3.2.11) – (3.2.13), выразили напряжение, возникающее в трубе под действием изгибающего момента и растягивающего усилия, следующим образом:

$$\sigma_s = E_c \cdot [(d\theta/d\varphi) + ((d\beta/d\varphi) \cdot (y/(R+y)))], \quad (3.2.14)$$

где σ_s – напряжение, возникающее в трубе под действием изгибающего момента M и растягивающего усилия N , МПа; E_c – переменный модуль, МПа; R – радиус изгиба трубы, м; φ – угол поворота, градусы; θ – угол поворота при растяжении, градусы; β – угол поворота при изгибе, градусы; y – высота угла от оси поперечного сечения трубы до дифференциала этого же угла, м.

Внутренние усилия, возникающие в поперечном сечении МПАТ, определены через напряжения в произвольной точке путем интегрирования напряжений по площади поперечного сечения стенки трубы (A) по формулам напряженного состояния:

$$N_S = \int_A \sigma_s dA, \quad (3.2.15)$$

$$M_S = \int_A \sigma_s y dA, \quad (3.2.16)$$

где σ_s – напряжение, возникающее в трубе под действием изгибающего момента M и растягивающего усилия N , МПа; N_S – продольное усилие, возникающее при изгибе трубы, Н; M_S – изгибающий момент вдоль оси S , Н·м; A – площадь поперечного сечения стенки трубы, м²; y – высота угла от оси поперечного сечения трубы до дифференциала этого же угла, м.

Подставив уравнение (3.2.14) в уравнения (3.2.15) и (3.2.16), выразили внутренние усилия следующим образом:

$$N_S = \int_A \sigma_s dA = \int_A E_c (d\theta/d\varphi) dA + \int_A E_c ((d\beta/d\varphi) \cdot (y/(R+y))) dA, \quad (3.2.17)$$

$$M_S = \int_A \sigma_s y dA = \int_A E_c (d\theta/d\varphi) y dA + \int_A E_c ((d\beta/d\varphi) \cdot (y/(R+y))) y dA, \quad (3.2.18)$$

где σ_s – напряжение, возникающее в трубе под действием изгибающего момента M и растягивающего усилия N , МПа; N_S – продольное усилие, возникающее при изгибе трубы, Н; M_S – изгибающий момент вдоль оси S , Н·м; A – площадь поперечного сечения стенки трубы, м²; y – высота угла от оси поперечного сечения трубы до дифференциала этого же угла, м; E_c – переменный модуль, МПа; R – радиус изгиба трубы, м; φ – угол поворота, градусы; θ – угол поворота при растяжении, градусы; β – угол поворота при изгибе, градусы.

Таким образом, выражение для дифференциала площади поперечного сечения стенки трубы dA , входящего в подынтегральные выражения (3.2.17) и (3.2.18), приобрело следующий вид:

$$dA = \delta \cdot r \cdot d\alpha, \quad (3.2.19)$$

$$y = r \cdot \sin\alpha, \quad (3.2.20)$$

где A – площадь поперечного сечения стенки трубы, м²; δ – толщина стенки трубы, м; y – высота угла от оси поперечного сечения трубы до дифференциала этого же угла, м; r – наружный радиус трубы, м; α – угол наклона, градусы.

Подставив уравнения (3.2.19) и (3.2.20) в уравнения (3.2.17) и (3.2.18), получили следующие соотношения для определения внутренних усилий:

$$N_S = \delta \cdot r \int_0^{2\pi} E_c (d\theta/d\varphi) d\alpha + \delta \cdot r^2 \int_0^{2\pi} E_c ((d\beta/d\varphi) \cdot ((\sin\alpha \cdot d\alpha)/(R+r \cdot \sin\alpha))), \quad (3.2.21)$$

$$M_S = \delta \cdot r^2 \int_0^{2\pi} E_c (d\theta/d\varphi) \sin\alpha \cdot d\alpha + \delta \cdot r^3 \int_0^{2\pi} E_c ((d\beta/d\varphi) \cdot (\sin^2\alpha / (R+r \cdot \sin\alpha))) d\alpha, \quad (3.2.22)$$

где N_S – продольное усилие, возникающее при изгибе трубы, Н; M_S – изгибающий момент вдоль оси S , Н·м; E_c – переменный модуль, МПа; R – радиус изгиба трубы, м; φ – угол поворота, градусы; θ – угол поворота при растяжении, градусы; β – угол поворота при изгибе, градусы; δ – толщина стенки трубы, м; r – наружный радиус трубы, м; α – угол наклона поверхности движения к горизонту, градусы.

Поскольку материал МПАТ проявляет нелинейные эффекты, связанные с работой конструкций в области пластических деформаций, то принято решение ввести характеристику жёсткости растяжения и изгиба, которые учитывают нелинейные свойства материала трубы:

$$B_N = \delta \cdot r \int_0^{2\pi} E_c d\alpha, \quad (3.2.23)$$

$$D_N = \delta \cdot r^2 \int_0^{2\pi} E_c \sin\alpha \cdot d\alpha, \quad (3.2.24)$$

$$B_M = \delta \cdot r^2 \int_0^{2\pi} E_c (\sin\alpha / (R+r \cdot \sin\alpha)) \cdot d\alpha, \quad (3.2.25)$$

$$D_M = \delta \cdot r^3 \int_0^{2\pi} E_c (\sin^2\alpha / (R+r \cdot \sin\alpha)) \cdot d\alpha, \quad (3.2.26)$$

где B_N, B_M – характеристики жёсткости растяжения с учетом нелинейных свойств материала трубы; D_N, D_M – характеристики жёсткости изгиба с учетом нелинейных свойств материала трубы; E_c – переменный модуль, МПа; R – радиус изгиба трубы, м; r – наружный радиус трубы, м; α – угол наклона поверхности движения к горизонту, градусы.

Подставив характеристики жёсткости растяжения и изгиба из уравнений (3.2.23) – (3.2.26) в уравнения (3.2.21) и (3.2.22), получили следующий вид соотношений для определения внутренних усилий:

$$N_S = B_N \cdot (d\theta/d\varphi) + B_M \cdot (d\beta/d\varphi), \quad (3.2.27)$$

$$M_S = D_N \cdot (d\theta/d\varphi) + D_M \cdot (d\beta/d\varphi), \quad (3.2.28)$$

где N_S – продольное усилие, возникающее при изгибе трубы, Н; M_S – изгибающий момент вдоль оси S , Н·м; B_N, B_M – характеристики жёсткости

растяжения с учетом нелинейных свойств материала трубы; D_N, D_M – характеристики жёсткости изгиба с учетом нелинейных свойств материала трубы; φ – угол поворота, градусы; θ – угол поворота при растяжении, градусы; β – угол поворота при изгибе, градусы.

3.2. Дифференциальные уравнения математической модели МПАТ с учетом изменения температуры

Поскольку толщина стенки МПАТ в сравнении с диаметром ее поперечного сечения мала, было принято, что волокна армирующего каркаса стенки при изгибе не давят друг на друга т. е. напряжения между волокнами в радиальном направлении отсутствуют, и материал стенки МПАТ испытывает плоское напряженное состояние [75]. Исходя из данного допущения принято, что для определения напряжений при изгибе тонкостенной трубы применима гипотеза прямых нормалей, которая позволит выразить деформации в любой точке тела трубы через деформации ее срединной поверхности и таким образом свести решение трехмерной задачи теории упругости к двумерной. На Рисунке 3.2.1 [109] представлена схема элементарного участка кривого стержня с симметричным поперечным сечением.

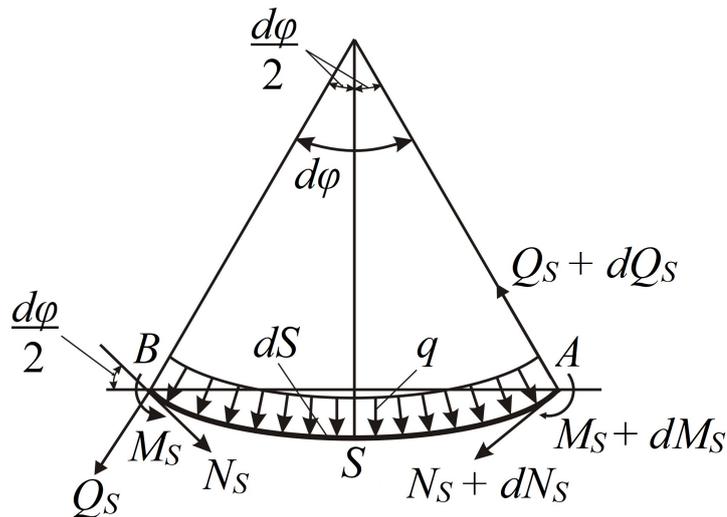


Рисунок 3.2.1 – Схема элементарного участка кривого стержня с симметричным поперечным сечением: N_S – продольное усилие, возникающее при изгибе трубы, Н; Q_S – поперечное усилие, возникающее в трубе, Н; M_S – изгибающий момент вдоль оси S , Н·м; q – распределенная внешняя нагрузка, Н/м; S – координата оси изгиба,

R – радиус кривизны оси стержня, м; φ – угол поворота, градусы; dN_S – приращение продольного усилия, возникающего при изгибе трубы, Н; dQ_S – приращение поперечного усилия, возникающего в трубе, Н; dM_S – приращение изгибающего момента вдоль оси S , Н·м.

Уравнения равновесия в усилиях были получены после рассмотрения равновесия элемента длиной dS , к граням которого приложены усилия. На основе системы координат S и φ выведены уравнения статики:

$$\Sigma N_S = -(N_S + dN_S) + N_S - ((Q_S + dQ_S) \cdot d\varphi/2) - (Q_S \cdot d\varphi/2) = 0, \quad (3.2.1)$$

$$dN_S/d\varphi = -Q_S, \quad (3.2.2)$$

$$\Sigma Q_S = -(N_S + dN_S) \cdot d\varphi/2 - N_S \cdot d\varphi/2 - (q \cdot R \cdot d\varphi) + Q_S + dQ_S - Q_S = 0, \quad (3.2.3)$$

$$dQ_S/d\varphi = q \cdot R + N_S, \quad (3.2.4)$$

$$\Sigma M_S = M_S + dM_S - M_S - (((Q_S + dQ_S) \cdot d\varphi/2) \cdot R) - (Q_S \cdot d\varphi/2 \cdot R) = 0, \quad (3.2.5)$$

$$dM_S/d\varphi = Q_S \cdot R, \quad (3.2.6)$$

где N_S – продольное усилие, возникающее при изгибе трубы, Н; Q_S – поперечное усилие, возникающее в трубе, Н; M_S – изгибающий момент вдоль оси S , Н·м; q – распределенная внешняя нагрузка, Н/м; S – координата оси изгиба; R – радиус кривизны оси стержня, м; φ – угол поворота, градусы; dN_S – приращение продольного усилия, возникающего при изгибе трубы, Н; dQ_S – приращение поперечного усилия, возникающего в трубе, Н; dM_S – приращение изгибающего момента вдоль оси S , Н·м.

При сопоставлении уравнений (3.2.1) – (3.2.6) получена система равновесия:

$$\begin{cases} ((1/R) \cdot (dN_S/d\varphi)) + ((1/R^2) \cdot (dM_S/d\varphi)) = 0, \\ ((1/R^2) \cdot (d^2M_S/d\varphi^2)) - (N_S/R) = q, \end{cases} \quad (3.2.7)$$

где N_S – продольное усилие, возникающее при изгибе трубы, Н; M_S – изгибающий момент вдоль оси S , Н·м; q – распределенная внешняя нагрузка, Н/м; R – радиус кривизны оси стержня, м; φ – угол поворота, градусы; dN_S – приращение продольного усилия, возникающего при изгибе трубы, Н; dM_S – приращение изгибающего момента вдоль оси S , Н·м.

Подставив уравнения соотношения для определения внутренних усилий (3.1.17) и (3.1.18) в систему (3.2.7), получили следующий вид системы равновесия:

$$\begin{cases} (1/R)(d/d\varphi)(B_N(d\theta/d\varphi)+B_M(d\beta/d\varphi))+(1/R^2)(d/d\varphi)(D_N(d\theta/d\varphi)+D_M(d\beta/d\varphi))=0, \\ (1/R^2)(d^2/d\varphi^2)(D_N(d\theta/d\varphi)+D_M(d\beta/d\varphi))-(1/R)(B_N(d\theta/d\varphi)+B_M(d\beta/d\varphi))=q, \end{cases} \quad (3.2.8)$$

где q – распределенная внешняя нагрузка, Н/м; R – радиус кривизны оси стержня, м; B_N, B_M – характеристики жёсткости растяжения с учетом нелинейных свойств материала трубы; D_N, D_M – характеристики жёсткости изгиба с учетом нелинейных свойств материала трубы; φ – угол поворота, градусы; θ – угол поворота при растяжении, градусы; β – угол поворота при изгибе, градусы.

Приняв допущение, что переменный модуль постоянен и принимает значение мгновенного модуля упругости материала с учетом температуры, жёсткость по длине изогнутого стержня постоянна, и материал МПАТ деформируется в упругой линейной области, мы упростили систему равновесия (3.2.8) до следующего вида:

$$\begin{cases} ((1/R) \cdot B_N \cdot (d^2\theta/d\varphi^2)) + ((1/R^2) \cdot D_M \cdot (d^2\beta/d\varphi^2)) = 0, \\ ((1/R^2) \cdot D_M \cdot (d^3\beta/d\varphi^3)) - ((1/R) \cdot B_N \cdot (d\theta/d\varphi)) = q \end{cases} \quad (3.2.9)$$

3.3. Граничные условия

При прохождении трассой нефтегазопровода сложного угла поворота МПАТ может испытывать изгибающие нагрузки, а также сложное напряженное состояние, при котором необходимо учитывать состояние изгиба, воздействие перерезывающей силы и наличие растягивающего усилия. Необходимо представление сил, действующих на МПАТ при прохождении криволинейных участков трассы. На Рисунке 3.3.1 представлена схема сил, действующих на МПАТ при прохождении криволинейных участков трассы.

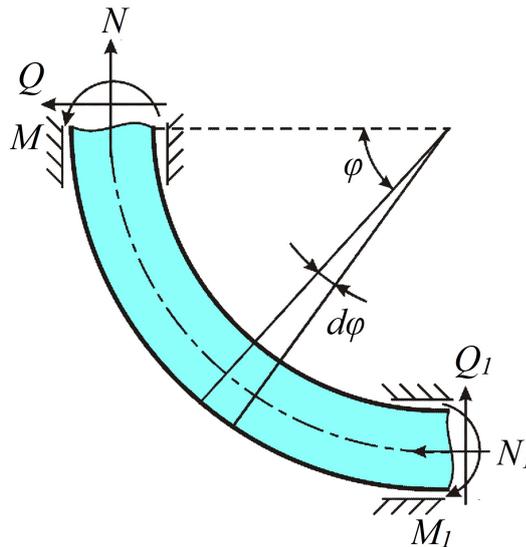


Рисунок 3.3.1 – Схема сил, действующих на МПАТ при прохождении криволинейных участков трассы: M, M_1 – изгибающие нагрузки; Q, Q_1 – перерезывающие силы; N, N_1 – растягивающие усилия; φ – угол поворота, градусы.

В начале изгиба при $\varphi = \varphi_{\text{начальное}}$ и в конце при $\varphi = \varphi_{\text{конечное}}$ на конструкцию трубы действует комплекс нагрузок, определяющих граничные условия напряжений в МПАТ.

Чтобы задать граничные условия, криволинейный участок трассы трубопровода из МПАТ был принят как криволинейный стержень, который имеет скользящие заделки по краям. Также была составлена схема граничных условий в виде криволинейного участка трассы трубопровода из МПАТ. На Рисунке 3.3.2 представлена схема граничных условий.

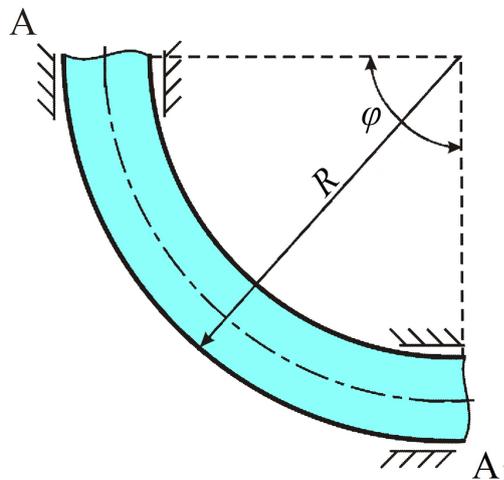


Рисунок 3.3.2 – Схема граничных условий: A, A_1 – скользящие заделки; φ – угол поворота, градусы; R – радиус кривизны оси стержня, м.

Граничные условия, при которых возникают деформации по углам поворота на крайних участках, заданы следующими уравнениями:

$$\beta_{\text{левый}} = \varphi_1, \quad (3.3.1)$$

$$\beta_{\text{правый}} = \varphi_2, \quad (3.3.2)$$

где $\beta_{\text{левый}}$ – угол поворота при изгибе, при котором выполняется деформация с левой кромки, градусы; $\beta_{\text{правый}}$ – угол поворота при изгибе, при котором выполняется деформация с правой кромки, градусы; φ_1, φ_2 – углы поворота, соответствующие углам поворота при изгибе, при которых возникает деформация, градусы.

Соотношения для определения внутренних усилий, записанных уравнениями (3.1.27) и (3.1.28), через усилия на границах левой кромки в сечении $\varphi = 0$ были выражены следующими уравнениями:

$$N_S = B_N \cdot (d\theta/d\varphi) + B_M \cdot (d\beta/d\varphi) = N_{\text{левый}}, \quad (3.3.3)$$

$$M_S = D_N \cdot (d\theta/d\varphi) + D_M \cdot (d\beta/d\varphi) = M_{\text{левый}}, \quad (3.3.4)$$

где N_S – продольное усилие, возникающее при изгибе трубы, Н; $N_{\text{левый}}$ – продольное усилие, возникающее при изгибе трубы на границах левой кромки, Н; M_S – изгибающий момент вдоль оси S , Н·м; $M_{\text{левый}}$ – изгибающий момент вдоль оси трубы на границах левой кромки, Н·м; B_N, B_M – характеристики жёсткости растяжения с учетом нелинейных свойств материала трубы; D_N, D_M – характеристики жёсткости изгиба с учетом нелинейных свойств материала трубы; φ – угол поворота, градусы; θ – угол поворота при растяжении, градусы; β – угол поворота при изгибе, градусы.

Соотношения для определения внутренних усилий, записанных уравнениями (3.1.27) и (3.1.28), через усилия на границах правой кромки в сечении $\varphi = \varphi_{\text{конечное}}$ выражены следующими уравнениями:

$$N_S = B_N \cdot (d\theta/d\varphi) + B_M \cdot (d\beta/d\varphi) = N_{\text{правый}}, \quad (3.3.5)$$

$$M_S = D_N \cdot (d\theta/d\varphi) + D_M \cdot (d\beta/d\varphi) = M_{\text{правый}}, \quad (3.3.6)$$

где N_S – продольное усилие, возникающее при изгибе трубы, Н; $N_{\text{правый}}$ – продольное усилие, возникающее при изгибе трубы на границах правой кромки, Н; M_S – изгибающий момент вдоль оси S , Н·м; $M_{\text{правый}}$ – изгибающий момент вдоль оси трубы на границах правой кромки, Н·м; B_N, B_M – характеристики жёсткости растяжения с учетом нелинейных свойств материала трубы; D_N, D_M – характеристики жёсткости изгиба с учетом нелинейных свойств материала трубы; φ – угол поворота, градусы; θ – угол поворота при растяжении, градусы; β – угол поворота при изгибе, градусы.

Для решения задачи в области линейной упругой деформации материала МПАТ уравнения (3.3.3) – (3.3.6) были упрощены:

$$N_{\text{левый}} = B_N \cdot (d\theta/d\varphi), \quad (3.3.7)$$

$$M_{\text{левый}} = D_M \cdot (d\beta/d\varphi), \quad (3.3.8)$$

$$N_{\text{правый}} = B_N \cdot (d\theta/d\varphi), \quad (3.3.9)$$

$$M_{\text{правый}} = D_M \cdot (d\beta/d\varphi), \quad (3.3.10)$$

где $N_{\text{левый}}$ – продольное усилие, возникающее при изгибе трубы на границах левой кромки, Н; $M_{\text{левый}}$ – изгибающий момент вдоль оси трубы на границах левой кромки, Н·м; $N_{\text{правый}}$ – продольное усилие, возникающее при изгибе трубы на границах правой кромки, Н; $M_{\text{правый}}$ – изгибающий момент вдоль оси трубы на границах правой кромки, Н·м; B_N, B_M – характеристики жёсткости растяжения с учетом нелинейных свойств материала трубы; D_N, D_M – характеристики жёсткости изгиба с учетом нелинейных свойств материала трубы; θ – угол поворота при растяжении, градусы; β – угол поворота при изгибе, градусы.

Поскольку производные неизвестных функций β и θ в системе уравнений (3.2.9) относятся к производным третьего порядка, то для их решения нужно выдержать граничные условия, записанные уравнениями (3.3.1) – (3.3.6).

Таким образом, для решения задачи изгиба МПАТ при прохождении криволинейного участка трассы решается система дифференциальных уравнений (3.3.9) при учете граничных условий, заданных уравнениями (3.3.1) – (3.3.6) относительно переменных β и θ . В том случае, когда деформация материала МПАТ находится в упругой области, учитываются граничные условия, заданные уравнениями (3.3.1), (3.3.2) и (3.3.7) – (3.3.10).

3.4. Применение метода конечных разностей для решения системы дифференциальных уравнений

Метод конечных разностей предполагает поиск решения системы уравнений дискретной модели в виде единой для всей области решения задачи сеточной функции [17, 42, 99]. То есть, чтобы решить систему дифференциальных уравнений, необходимо заменить дифференциальные уравнения на алгебраические, используя при этом приближенные выражения для производных искомой функции.

На Рисунке 3.4.1 представлена расчетная схема криволинейного участка МПАТ, полученная с помощью метода конечных разностей.

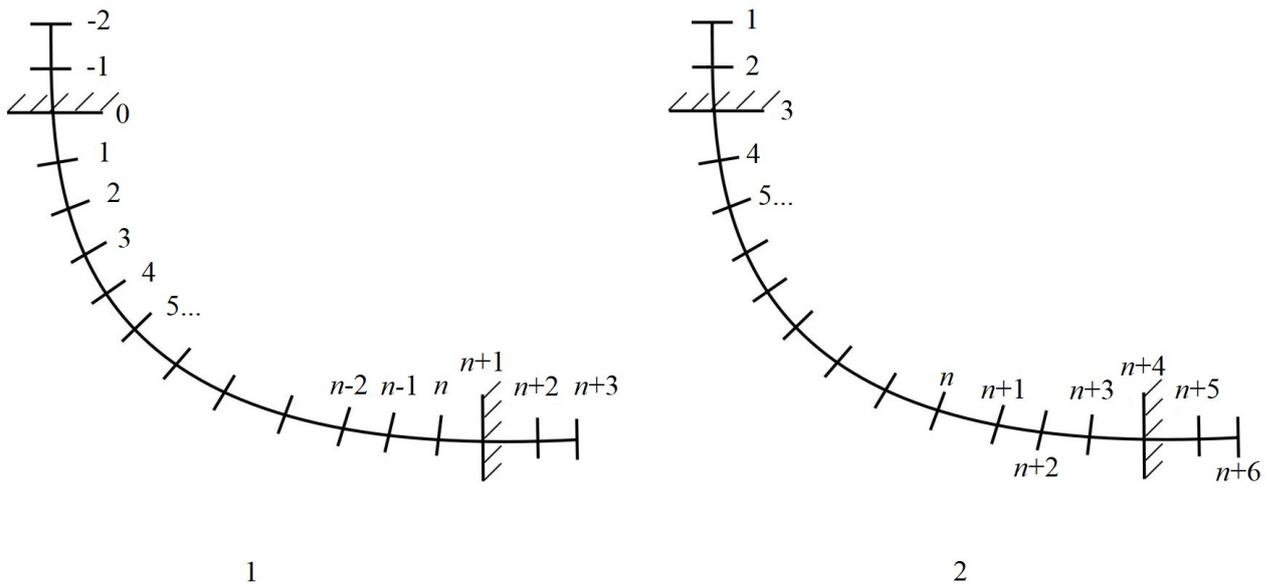


Рисунок 3.4.1 – Расчетная схема криволинейного участка МПАТ, полученная с помощью метода конечных разностей: 1 – схема при количестве неизвестных, равных n ; 2 – схема при количестве неизвестных, равных $n+6$.

Как видно на рисунке, криволинейный участок разбит на узлы с постоянным шагом, а сами узлы пронумерованы.

Система уравнений (3.2.9) записана в дискретном виде:

$$\begin{cases} (1/R) \cdot B_N \cdot ((\theta_{n-1} - 2\theta_n + \theta_{n+1})/\Delta\varphi^2) + (1/R^2) \cdot D_M \cdot ((\beta_{n-1} - 2\beta_n + \beta_{n+1})/\Delta\varphi^2) = 0, \\ (1/R^2) \cdot D_M \cdot (-\beta_{n-2} + 2\beta_{n-1} - 2\beta_{n+1} + \beta_{n+2}) - (1/R) \cdot B_N \cdot ((\theta_{n+1} - \theta_{n-1})/2\Delta\varphi) = q, \end{cases} \quad (3.4.1)$$

где q – распределенная внешняя нагрузка, Н/м; R – радиус кривизны оси стержня, м; B_N – характеристика жёсткости растяжения с учетом нелинейных свойств материала трубы; D_M – характеристика жёсткости изгиба с учетом нелинейных свойств материала трубы; φ – угол поворота, градусы; θ – угол поворота при растяжении, градусы; β – угол поворота при изгибе, градусы.

Поскольку во втором уравнении системы (3.4.1) есть производная третьего порядка, то при использовании системы уравнений (3.4.1) в первом узле необходимо определять неизвестные величины как на контуре, так и за контуром. На основе этого перерезывающая сила с учетом граничных условий, ранее выраженных уравнениями (3.2.5), (3.2.6), (3.2.7) – (3.2.10), была записана следующим образом:

$$Q = (1/R) \cdot (dM/d\varphi) = (1/R) \cdot D_M \cdot (d^2\beta/d\varphi^2), \quad (3.4.2)$$

где Q – перерезывающая сила, Н; q – распределенная внешняя нагрузка, Н/м; R – радиус кривизны оси стержня, м; D_M – характеристика жёсткости изгиба с учетом нелинейных свойств материала трубы; φ – угол поворота, градусы; β – угол поворота при изгибе, градусы.

После переопределения граничных условий уравнение (3.4.2) записано в конечно-разностной форме:

$$Q = (D_M/R) \cdot ((\beta_{n+1} - 2\beta_n + \beta_{n-1})/\Delta\varphi^2) \quad (3.4.3)$$

При количестве неизвестных, равных n , уравнение (3.4.3) для нулевого узла принимает следующий вид:

$$Q = (D_M/R) \cdot ((\beta_1 - 2\beta_0 + \beta_{-1})/\Delta\varphi^2) \quad (3.4.4)$$

Приняв, что на правой кромке перерезывающая сила $Q \neq 0$, уравнение (3.4.4) переписали следующим образом:

$$\beta_{-1} = -\beta_1 + 2\beta_0 + ((Q \cdot \Delta\varphi^2 \cdot R)/D_M) \quad (3.4.5)$$

С учетом, что $\beta_0 = \varphi_1$, $\beta_{n+1} = \varphi_2$, $\theta_0 = \gamma_1$, $\theta_{n+1} = \gamma_2$, уравнение (3.4.5) для левой кромки переписано в следующем виде:

$$\beta_{-1} = -\beta_1 + 2\varphi_1 + ((Q \cdot \Delta\varphi^2 \cdot R)/D_M) \quad (3.4.6)$$

Для правой кромки с учетом, что $\beta_0 = \varphi_1$, $\beta_{n+1} = \varphi_2$, $\theta_0 = \gamma_1$, $\theta_{n+1} = \gamma_2$, уравнение (3.4.5) было переписано в следующем виде:

$$\beta_{n+2} = -\beta_n + 2\varphi_2 + ((Q \cdot \Delta\varphi^2 \cdot R)/D_M) \quad (3.4.7)$$

Для третьего узла второе уравнение системы (3.4.1) приняло следующий вид:

$$(1/R^2) \cdot D_M \cdot ((-\beta_1 + 2\beta_2 - 2\beta_4 + \beta_5)/2\Delta\varphi^3) - (1/R) \cdot B_N \cdot ((\theta_4 - \theta_2)/2\Delta\varphi) = q \quad (3.4.8)$$

Для второго узла второе уравнение системы (3.4.1) приняло следующий вид:

$$(1/R^2) \cdot D_M \cdot ((-\beta_0 + 2\beta_1 - 2\beta_3 + \beta_4)/2\Delta\varphi^3) - (1/R) \cdot B_N \cdot ((\theta_3 - \theta_1)/2\Delta\varphi) = q \quad (3.4.9)$$

С учетом граничных условий ($\beta_0 = \varphi_1$, $\beta_{n+1} = \varphi_2$, $\theta_0 = \gamma_1$, $\theta_{n+1} = \gamma_2$) уравнение (3.4.9) переписано:

$$(1/R^2) \cdot D_M \cdot ((-\varphi_1 + 2\beta_1 - 2\beta_3 + \beta_4)/2\Delta\varphi^3) - (1/R) \cdot B_N \cdot ((\theta_3 - \theta_1)/2\Delta\varphi) = q \quad (3.4.10)$$

Для узла $n-1$ второе уравнение системы (3.4.1) приняло следующий вид:

$$(1/R^2) \cdot D_M \cdot ((-\beta_{n-3} + 2\beta_{n-2} - 2\beta_n + \beta_{n+1})/2\Delta\varphi^3) - (1/R) \cdot B_N \cdot ((\theta_n - \theta_{n-2})/2\Delta\varphi) = q \quad (3.4.11)$$

С учетом граничных условий ($\beta_0 = \varphi_1$, $\beta_{n+1} = \varphi_2$, $\theta_0 = \gamma_1$, $\theta_{n+1} = \gamma_2$) для узла $n-1$ уравнение (3.4.9) переписано:

$$(1/R^2) \cdot D_M \cdot ((-\beta_{n-3} + 2\beta_{n-2} - 2\beta_n + \varphi_2)/2\Delta\varphi^3) - (1/R) \cdot B_N \cdot ((\theta_n - \theta_{n-2})/2\Delta\varphi) = q \quad (3.4.12)$$

Для первого узла второе уравнение системы (3.4.1) записано следующим образом:

$$(1/R^2) \cdot D_M \cdot ((-\beta_{-1} + 2\beta_0 - 2\beta_2 + \varphi_3)/2\Delta\varphi^3) - (1/R) \cdot B_N \cdot ((\theta_2 - \theta_0)/2\Delta\varphi) = q \quad (3.4.13)$$

С учетом граничных условий ($\beta_0 = \varphi_1$, $\beta_{n+1} = \varphi_2$, $\theta_0 = \gamma_1$, $\theta_{n+1} = \gamma_2$) уравнения (3.4.6) и после алгебраических преобразований уравнение (3.4.13) записаны следующим образом:

$$(1/R^2) \cdot D_M \cdot ((\beta_1 - ((Q \cdot \Delta\varphi^2 \cdot R)/D_M)) - 2\beta_2 + \beta_3)/2\Delta\varphi^3 - (1/R) \cdot B_N \cdot ((\theta_2 - \gamma_1)/2\Delta\varphi) = q \quad (3.4.14)$$

Для узла n второе уравнение системы (3.4.1) было записано в следующем виде:

$$(1/R^2) \cdot D_M \cdot ((-\beta_{n-2} + 2\beta_{n-1} - 2\beta_{n+1} + \beta_{n+2})/2\Delta\varphi^3) - (1/R) \cdot B_N \cdot ((\theta_{n+1} - \theta_{n-1})/2\Delta\varphi) = q \quad (3.4.15)$$

С учетом граничных условий ($\beta_0 = \varphi_1$, $\beta_{n+1} = \varphi_2$, $\theta_0 = \gamma_1$, $\theta_{n+1} = \gamma_2$) и после алгебраических преобразований уравнение (3.4.15) записано следующим образом:

$$(1/R^2) \cdot D_M \cdot ((-\beta_{n-2} + 2\beta_{n-1} - 2\beta_n + ((Q \cdot \Delta\varphi^2 \cdot R)/D_M))/2\Delta\varphi^3 - (1/R) \cdot B_N \cdot ((\gamma_2 - \theta_{n-1})/2\Delta\varphi) = q \quad (3.4.16)$$

Для второго узла первое уравнение системы (3.4.1) записано в виде:

$$(1/R) \cdot B_N \cdot ((\theta_1 - 2\theta_2 + \theta_3)/\Delta\varphi^2) + (1/R^2) \cdot D_M \cdot ((\beta_1 - 2\beta_2 + \beta_3)/\Delta\varphi^2) = 0 \quad (3.4.17)$$

Для первого узла первое уравнение системы (3.4.1) записано в виде:

$$(1/R) \cdot B_N \cdot ((\theta_0 - 2\theta_1 + \theta_2)/\Delta\varphi^2) + (1/R^2) \cdot D_M \cdot ((\beta_0 - 2\beta_1 + \beta_2)/\Delta\varphi^2) = 0 \quad (3.4.18)$$

С учетом граничных условий ($\beta_0 = \varphi_1$, $\beta_{n+1} = \varphi_2$, $\theta_0 = \gamma_1$, $\theta_{n+1} = \gamma_2$) получено следующее выражение:

$$(1/R) \cdot B_N \cdot ((\gamma_1 - 2\theta_1 + \theta_2)/\Delta\varphi^2) + (1/R^2) \cdot D_M \cdot ((\varphi_1 - 2\beta_1 + \beta_2)/\Delta\varphi^2) = 0 \quad (3.4.19)$$

Для узла $n-1$ первое уравнение системы (3.4.1) приняло следующий вид:

$$(1/R) \cdot B_N \cdot ((\theta_{n-2} - 2\theta_{n-1} + \theta_n)/\Delta\varphi^2) + (1/R^2) \cdot D_M \cdot ((\beta_{n-2} - 2\beta_{n-1} + \beta_n)/\Delta\varphi^2) = 0 \quad (3.4.20)$$

Для узла n первое уравнение системы (3.4.1) приняло следующий вид:

$$(1/R) \cdot B_N \cdot ((\theta_{n-1} - 2\theta_n + \theta_{n+1})/\Delta\varphi^2) + (1/R^2) \cdot D_M \cdot ((\beta_{n-1} - 2\beta_n + \beta_{n+1})/\Delta\varphi^2) = 0 \quad (3.4.21)$$

С учетом граничных условий ($\beta_0 = \varphi_1$, $\beta_{n+1} = \varphi_2$, $\theta_0 = \gamma_1$, $\theta_{n+1} = \gamma_2$) получено следующее выражение:

$$(1/R) \cdot B_N \cdot ((\theta_{n-1} - 2\theta_n + \gamma_2)/\Delta\varphi^2) + (1/R^2) \cdot D_M \cdot ((\beta_{n-1} - 2\beta_n + \varphi_2)/\Delta\varphi^2) = 0 \quad (3.4.22)$$

После выражения дифференциальных уравнений в алгебраической форме при заданных граничных условиях были созданы матрицы, стоящие при неизвестных β и θ . В Таблице 3.4.1 представлена матрица коэффициентов (A), при этом $D_M/R^2 = b_1$, $B_N/R^2 = b_2$, $\Delta\varphi = t$.

Таблица 3.4.1 – Матрица коэффициентов (A)

$$A = \begin{pmatrix} b_1/2t^3 & -b_1/t^3 & b_1/2t^3 & 0 & 0\dots & 0 & -b_2/2t & 0 & 0 & 0\dots \\ b_1/t^3 & 0 & -b_1/t^3 & b_1/2t^3 & 0\dots & b_2/2t & 0 & -b_2/2t & 0 & 0\dots \\ -b_1/2t^3 & b_1/t^3 & 0 & -b_1/t^3 & b_1/2t^3\dots & 0 & b_2/2t & 0 & -b_2/2t & 0\dots \\ & & & & \dots & & & & & \\ \dots 0 & -b_1/2t^3 & b_1/t^3 & 0 & -b_1/t^3 & \dots 0 & 0 & b_2/2t & 0 & -b_2/2t \\ \dots 0 & 0 & -b_1/2t^3 & b_1/t^3 & -b_1/2t^3 & \dots 0 & 0 & 0 & b_2/2t & 0 \\ -2b_1/t^2 & b_1/t^2 & 0 & 0 & 0\dots & -2b_2/t^2 & b_2/t^2 & 0 & 0 & 0\dots \\ b_1/t^2 & -2b_1/t^2 & b_1/t^2 & 0 & 0\dots & b_2/t^2 & -2b_2/t^2 & b_2/t^2 & 0 & 0\dots \\ 0 & b_1/t^2 & -2b_1/t^2 & b_1/t^2 & 0\dots & 0 & b_2/t^2 & -2b_2/t^2 & b_2/t^2 & 0\dots \\ & & & & \dots & & & & & \\ \dots 0 & 0 & b_1/t^2 & -2b_1/t^2 & b_1/t^2 & \dots 0 & 0 & b_2/t^2 & -2b_2/t^2 & b_2/t^2 \\ \dots 0 & 0 & 0 & b_1/t^2 & -2b_1/t^2 & \dots 0 & 0 & 0 & b_2/t^2 & -2b_2/t^2 \end{pmatrix}$$

Так же, как и для матрицы коэффициентов (A), выражены дифференциальные уравнения в алгебраической форме при заданных граничных условиях в виде матрицы (B) для правых частей уравнений. В Таблице 3.4.2 представлена матрица (B) для правых частей уравнений.

Таблица 3.4.2 – Матрица коэффициентов (B)

$$B = \begin{pmatrix} q + (Q/(2R \cdot \Delta\varphi)) - ((B_N \cdot \gamma_1)/(2R \cdot \Delta\varphi)) \\ q + ((\varphi_1 \cdot D_M)/(2R^2 \cdot \Delta\varphi^3)) \\ q \\ \dots \\ q - ((\varphi_2 \cdot D_M)/(2R^2 \cdot \Delta\varphi^3)) \\ q - (Q/(2R \cdot \Delta\varphi)) + ((B_N \cdot \gamma_2)/(2R \cdot \Delta\varphi)) \\ -((B_N \cdot \gamma_1)/(R \cdot \Delta\varphi^2)) - ((D_M \cdot \varphi_1)/(R^2 \cdot \Delta\varphi^2)) \\ 0 \\ 0 \\ \dots \\ 0 \\ -((B_N \cdot \gamma_2)/(R \cdot \Delta\varphi^2)) - ((D_M \cdot \varphi_2)/(R^2 \cdot \Delta\varphi^2)) \end{pmatrix}$$

Таким образом, чтобы определить неизвестные β и θ , необходимо найти матрицу, обратную матрице (A), и умножить ее на матрицу (B). Величина неизвестных β и θ будет определяться в узлах от 1 до n .

Для определения неизвестных в крайних точках уравнения (3.4.8) была выражена неизвестная β_1 . После ряда алгебраических преобразований уравнение приняло следующий вид:

$$\beta_1 = (-B_N \cdot ((\Delta\varphi^2 \cdot R)/D_M) \cdot (\theta_4 - \theta_2)) - (q \cdot ((2\Delta\varphi^3 \cdot R^2)/D_M)) + 2\beta_2 - 2\beta_4 + 2\beta_5 \quad (3.4.23)$$

Для узла $n+4$ второе уравнение системы (3.4.1) с учетом неизвестных приняло следующий вид:

$$(1/R^2) \cdot D_M \cdot ((-\beta_{n+2} + 2\beta_{n+3} - 2\beta_{n+5} + \beta_{n+6})/2\Delta\varphi^3) - ((1/R) \cdot B_N \cdot ((\theta_{n+5} - \theta_{n+3})/2\Delta\varphi)) = q \quad (3.4.24)$$

На основе уравнения (3.5.24) также выражена неизвестная β_{n+6} . После ряда алгебраических преобразований уравнение приняло следующий вид:

$$\beta_{n+6} = (q \cdot ((2\Delta\varphi^3 \cdot R^2)/D_M)) + (B_N \cdot (\Delta\varphi^2 \cdot R)/D_M) \cdot (\theta_{n+5} - \theta_{n+3}) + \beta_{n+2} - 2\beta_{n+3} + 2\beta_{n+5} \quad (3.4.25)$$

Таким образом, искомые величины были определены во всех узлах от 1 до $n+6$. Для определения неизвестной θ в точках за контуром необходимо использовать метод, аналогичный поиску искомой величины β .

Соответственно, было доказано, что значения углов β и θ во всех узлах криволинейного участка МПАТ можно найти, применив метод конечных разностей.

3.5. Решение верификационной задачи

Достоверность результатов расчетов математической модели методом конечных разностей подтверждается в случае, если результаты расчетов, полученные точным методом и методом конечных разностей, имеют удовлетворительную сходимость.

Поскольку точное решение системы уравнений (3.2.9) может быть выражено в форме уравнения Навье-Стокса, то для верификации математической модели были сопоставлены результаты вычислений напряжений в МПАТ, полученные точным методом и методом конечных разностей при различных температурах.

Для решения системы уравнений (3.2.9) в форме частного решения уравнения Навье-Стокса углы β , θ и q были разложены по полной системе ортонормированных функций и записаны в виде ряда Фурье:

$$\Sigma\beta = \Sigma\beta_n \cdot \sin(2\varphi), \quad (3.5.1)$$

$$\Sigma\theta = \Sigma\theta_n \cdot \sin(2\varphi), \quad (3.5.2)$$

$$\Sigma q = \Sigma q_n \cdot \cos(2\varphi) \quad (3.5.3)$$

Полученные уравнения (3.5.1) – (3.5.3) были подставлены в систему уравнений (3.2.9). После соответствующих преобразований получена следующая система уравнений:

$$\begin{cases} ((1/R) \cdot B_N \cdot \theta_n) + ((1/R^2) \cdot D_M \cdot \beta_n) = 0, \\ ((-8/R^2) \cdot D_M \cdot \beta_n) + ((-2/R) \cdot B_N \cdot \theta_n) = q_n \end{cases} \quad (3.5.4)$$

После получения системы уравнений (3.5.4) были созданы матрицы, стоящие при неизвестных β_n и θ_n . В Таблице 3.5.1 представлена матрица коэффициентов (A), стоящих при неизвестных β_n и θ_n .

Таблица 3.5.1 – Матрица коэффициентов (A)

$$A = \begin{vmatrix} (-8/R^2)D_M & (-2/R)B_N \\ (1/R^2)D_M & (1/R)B_N \end{vmatrix}$$

В Таблице 3.5.2 представлена матрица (B) для правых частей уравнений:

Таблица 3.5.2 – Матрица (B)

$$B = \begin{vmatrix} q_n \\ 0 \end{vmatrix}$$

Таким образом, были получены матрицы для определения неизвестных β_n и θ_n точным методом.

Чтобы сопоставить результаты вычислений напряжений в МПАТ, полученные точным методом и методом конечных разностей при различных температурах, были заданы следующие параметры:

- температура окружающего воздуха: +20 °С, 0 °С, -15 °С;
- внешний диаметр трубы – 315 мм;
- толщина стенки трубы – 18,7 мм,
- распределенная внешняя нагрузка – 0,1 Н/мм;
- поперечное усилие – 0 Н;
- количество узлов – 100.

По итогам расчетов были получены графики зависимости изменения интенсивности напряжений от угла поворота трубы. На Рисунке 3.5.1 представлен график зависимости изменения интенсивности напряжений от угла поворота МПАТ при температуре воздуха +20 °С.

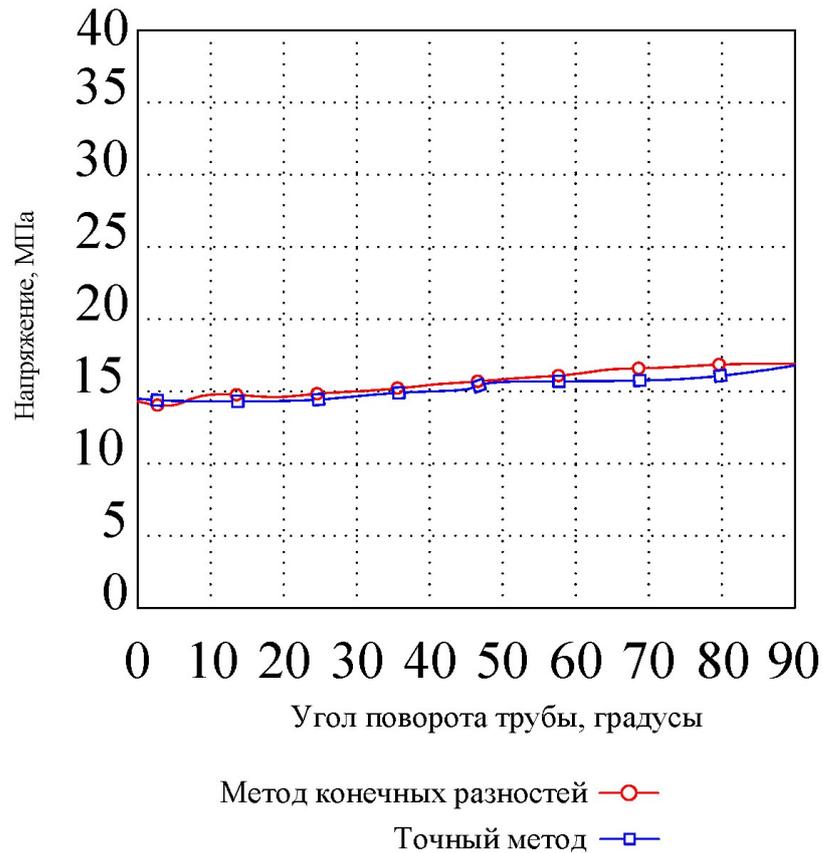


Рисунок 3.5.1 – График зависимости изменения интенсивности напряжений от угла поворота МПАТ при температуре воздуха +20 °С

Сравнительный анализ вычислений показал, что сходимость результатов расчетов напряжений, полученных по точному методу и методу конечных разностей, при температуре +20 °С составляет 97 %.

На Рисунке 3.5.2 представлен график зависимости изменения интенсивности напряжений от угла поворота МПАТ при температуре воздуха 0 °С.

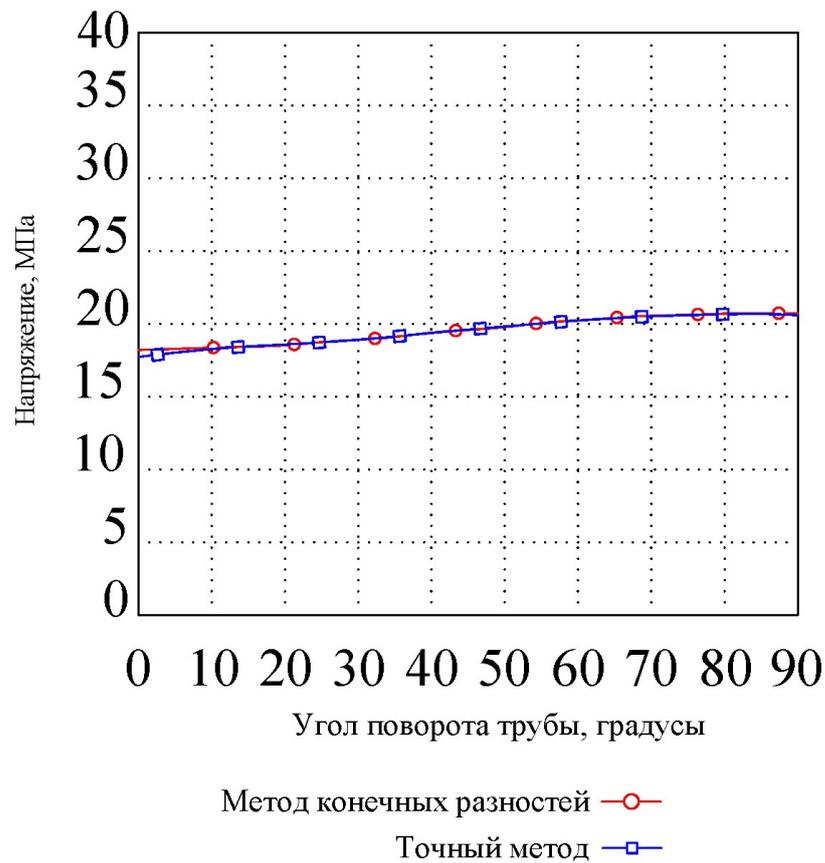


Рисунок 3.5.2 – График зависимости изменения интенсивности напряжений от угла поворота МПАТ при температуре воздуха 0 °С

Сравнительный анализ вычислений показал, что сходимость результатов расчетов напряжений, полученных по точному методу и методу конечных разностей, при температуре 0 °С составляет 99 %.

На Рисунке 3.5.3 представлен график зависимости изменения интенсивности напряжений от угла поворота МПАТ при температуре воздуха -15 °С.

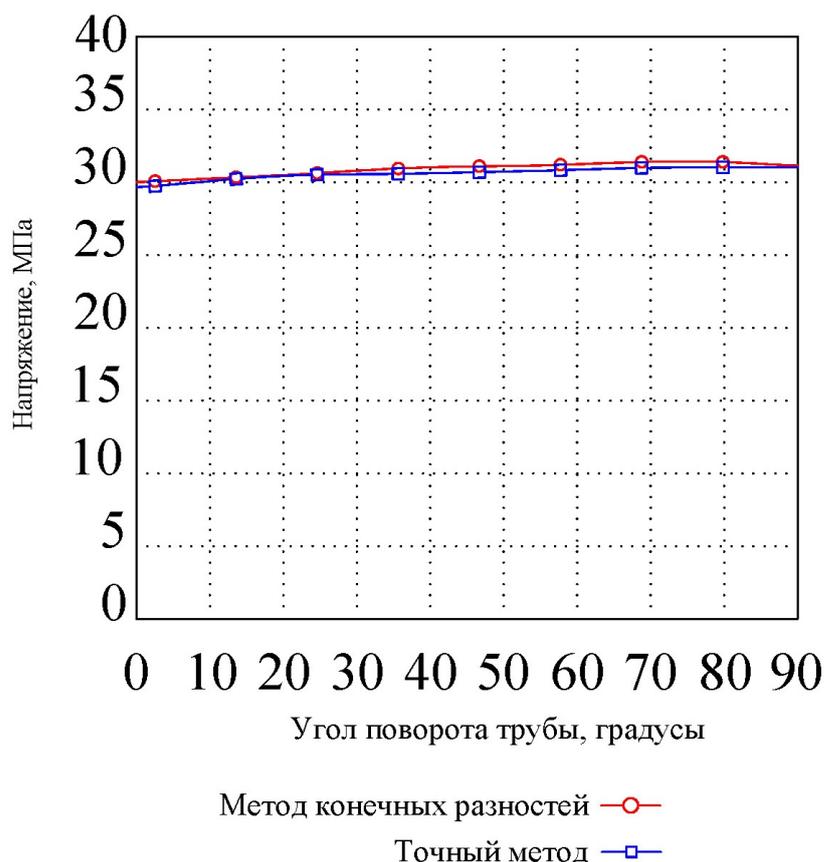


Рисунок 3.5.3 – График зависимости изменения интенсивности напряжений от угла поворота МПАТ при температуре воздуха -15°C

Сравнительный анализ вычислений показал, что сходимость результатов расчетов напряжений, полученных по точному методу и методу конечных разностей, при температуре -15°C составляет 97 %.

По результатам проведенных проверок вычислений можно утверждать, что применение метода конечных разностей для расчета параметров напряженно-деформированного состояния МПАТ обосновано и имеет удовлетворительную степень точности. Таким образом, можно утверждать, что полученная математическая модель, основанная на методе конечных разностей, при заданном количестве узлов 100 обеспечивает достаточную степень достоверности результатов.

Выводы по Главе 3

1. Разработана математическая модель МПАТ, которая описывает напряженно-деформированное состояние трубопровода при упруго-пластических деформациях и учитывает резкие перепады температур от +20 °С до -60 °С.
2. Выполнена верификация разработанной математической модели МПАТ. Проведен сравнительный анализ результатов вычислений напряжений, полученных по точному методу и методу конечных разностей, при температуре +20 °С, 0 °С и -15 °С. Отклонение результатов, полученных точным методом и методом конечных разностей, не превышает 3 %, что свидетельствует о достаточной степени точности разработанной математической модели.
3. Разработанная математическая модель напряженно-деформированного состояния трубопровода из МПАТ позволяет прогнозировать поведение трубопроводов при упруго-пластических деформациях в условиях отрицательных температур и выявлять участки с недопустимыми напряжениями.

ГЛАВА 4. РАЗРАБОТКА МЕТОДИКИ ОЦЕНКИ НАПРЯЖЕННО-ДЕФОРМИРОВАННОГО СОСТОЯНИЯ МПАТ ПРИ ОТРИЦАТЕЛЬНЫХ ТЕМПЕРАТУРАХ

4.1. Определение допустимых радиусов изгиба МПАТ при изменении температуры

К промышленным нефтепроводам принято относить трубопроводы с внешним диаметром до 200 мм [65]. Нефтегазопроводы из МПАТ могут иметь разный внешний диаметр, поэтому при изгибе в них могут возникать различные напряжения. Для обоснования выбора радиуса изгиба, при котором обеспечиваются требуемые прочностные характеристики МПАТ, необходимо решение задачи допустимых радиусов изгиба.

Для характеристики напряжений, возникающих при изгибе МПАТ различного диаметра при различных температурах, предложена функция:

$$\sigma = f(R, D), \quad (4.1.1)$$

где σ – напряжение, возникающее в трубах, МПа; R – радиус кривизны оси трубы, мм; D – внешний диаметр трубы, мм.

Автором была проведена процедура аппроксимации функции в программном комплексе MathCAD. Программный комплекс MathCAD относится к системам компьютерной алгебры, т. е. к средствам автоматизации математических расчетов. Выбор MathCAD в качестве средства аппроксимации функции (4.1.1) обосновывался тем, что данный программный комплекс создан для численного решения математических задач прикладного характера.

В результате аналитических вычислений MathCAD были получены графические зависимости напряжений от диаметра МПАТ и от радиуса криволинейного участка трубопровода при температурах от +20 °С до -60 °С. В качестве примера на Рисунках 4.1.1, 4.1.2 и 4.1.3 представлены зависимости напряжений в стенке от диаметра трубы и от радиуса изгиба при температурах +20 °С, 0 °С и -15 °С соответственно.

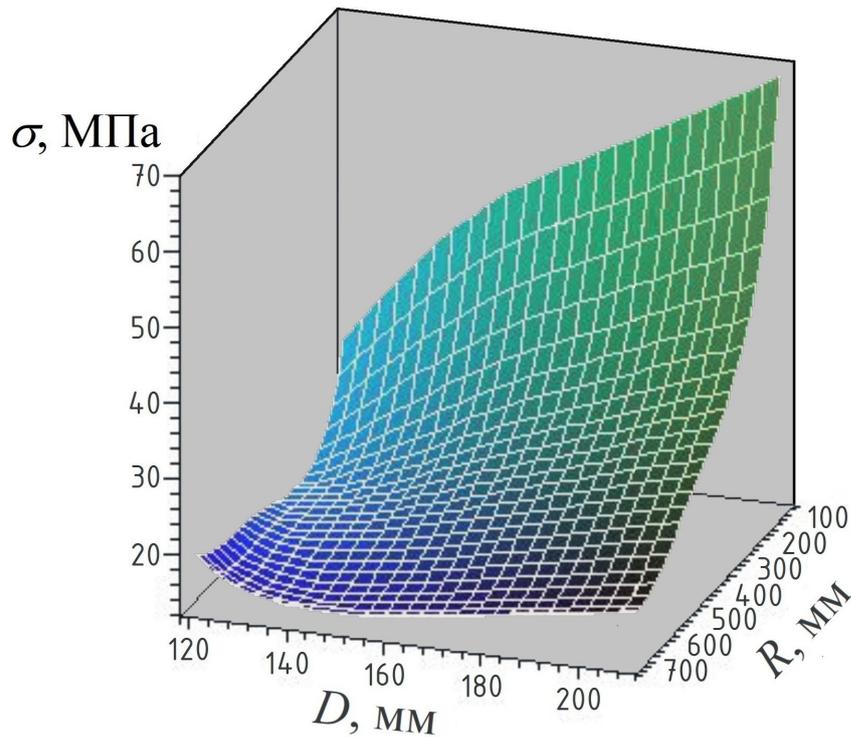


Рисунок 4.1.1 – Зависимость напряжений от диаметра трубы и от радиуса изгиба трубы при температуре +20 °С: σ – напряжение, возникающее в трубе, МПа; R – радиус кривизны оси трубы, мм; D – внешний диаметр трубы, мм.

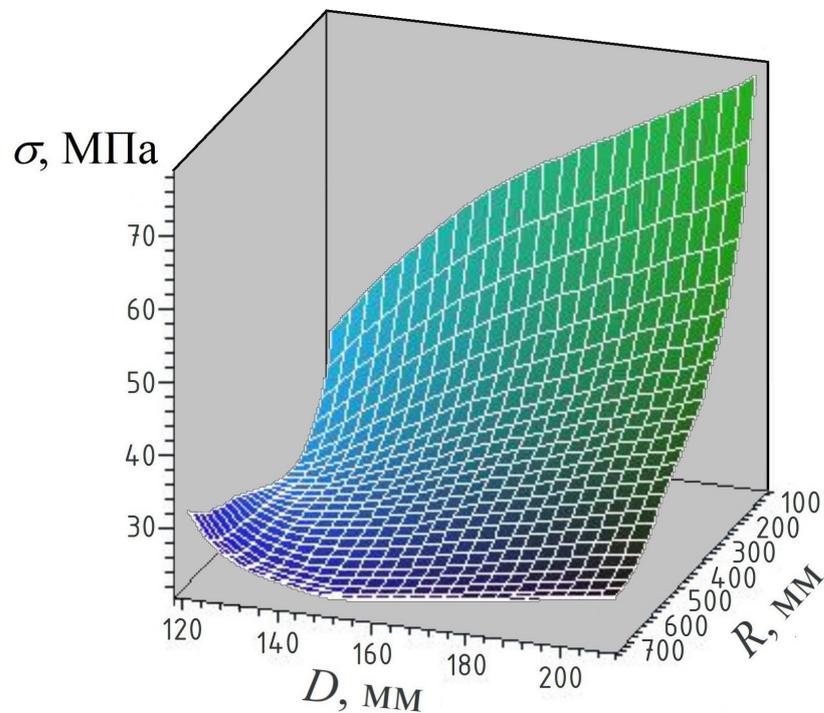


Рисунок 4.1.2 – Зависимость напряжений от диаметра трубы и от радиуса изгиба трубы при температуре 0 °С: σ – напряжение, возникающее в трубе, МПа; R – радиус кривизны оси трубы, мм; D – внешний диаметр трубы, мм.

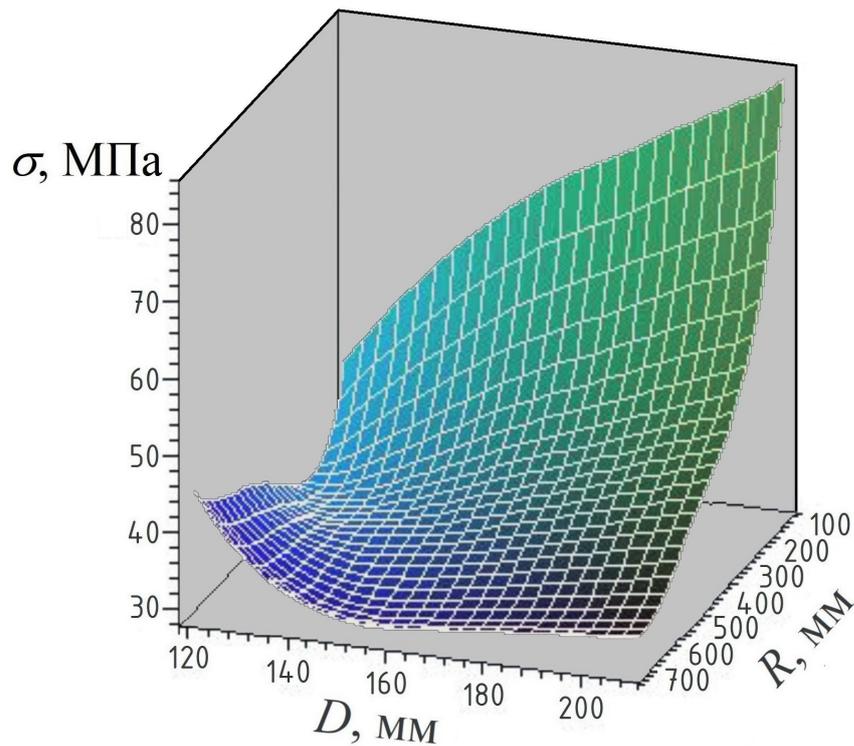


Рисунок 4.1.3 – Зависимость напряжений от диаметра трубы и от радиуса изгиба трубы при температуре $-15\text{ }^{\circ}\text{C}$: σ – напряжение, возникающее в трубе, МПа; R – радиус кривизны оси трубы, мм; D – внешний диаметр трубы, мм.

Анализ аппроксимированных поверхностей показал, что напряжения, возникающие в стенке МПАТ при ее изгибе, при понижении температуры окружающего воздуха увеличиваются.

Аппроксимация функции (4.1.1.) в программном комплексе MathCAD проводилась методом наименьших квадратов, т. е. вычислялся вектор коэффициентов регрессионного полинома i -го порядка. Для возможности экспресс-анализа предложен упрощенный метод выбора радиуса изгиба в зависимости от диаметра МПАТ.

При выборе минимального допустимого радиуса изгиба трубы необходимо руководствоваться следующим неравенством:

$$\sigma < \sigma_t, \quad (4.1.2)$$

где σ – напряжение, возникающее в МПАТ, МПа; σ_t – предел текучести материала МПАТ при заданной температуре, МПа.

Используя формулу (3.1.5), можно найти значения в диапазоне температур от +20 °С до -60 °С. Положив в основу расчетов эти значения, можно получить минимально допустимые радиусы изгиба для МПАТ всех диаметров.

Полученные зависимости просты в использовании при проведении инженерных расчетов и предполагают, что, если при прокладке трубопроводов из МПАТ будут соблюдены условия неравенства (4.1.2), то будут обеспечены условия безопасности прокладки.

Таким образом, при анализе данных, полученных при аппроксимации функции (4.1.1.) в программном комплексе MathCAD, выявлено, что минимальный допустимый радиус изгиба МПАТ при снижении температуры увеличивается. Так, при понижении температуры до -15 °С минимальный допустимый радиус изгиба МПАТ увеличивается на 11 % по сравнению с минимальным допустимым радиусом изгиба при температуре +20 °С. Увеличение значения минимального допустимого радиуса изгиба можно объяснить тем, что при уменьшении температуры окружающей среды вместе с увеличивающимися напряжениями, возникающими в МПАТ при изгибе, увеличивается и предел текучести материала МПАТ.

4.2. Алгоритм определения допустимого радиуса изгиба участка трубопровода из МПАТ

В настоящем параграфе изложен алгоритм определения допустимых радиусов изгиба для участков трубопроводов из МПАТ с учетом их работы в зоне упруго-пластических деформаций. Алгоритм составлен для математической модели изгиба криволинейного стержня в форме системы дифференциальных уравнений и соответствующих граничных условий. Суть алгоритма заключается в выявлении недопустимых радиусов изгиба для участков трубопроводов из МПАТ с учетом их работы в зоне упруго-пластических деформаций. На Рисунке 4.2.1 представлен алгоритм в виде блок-схемы.

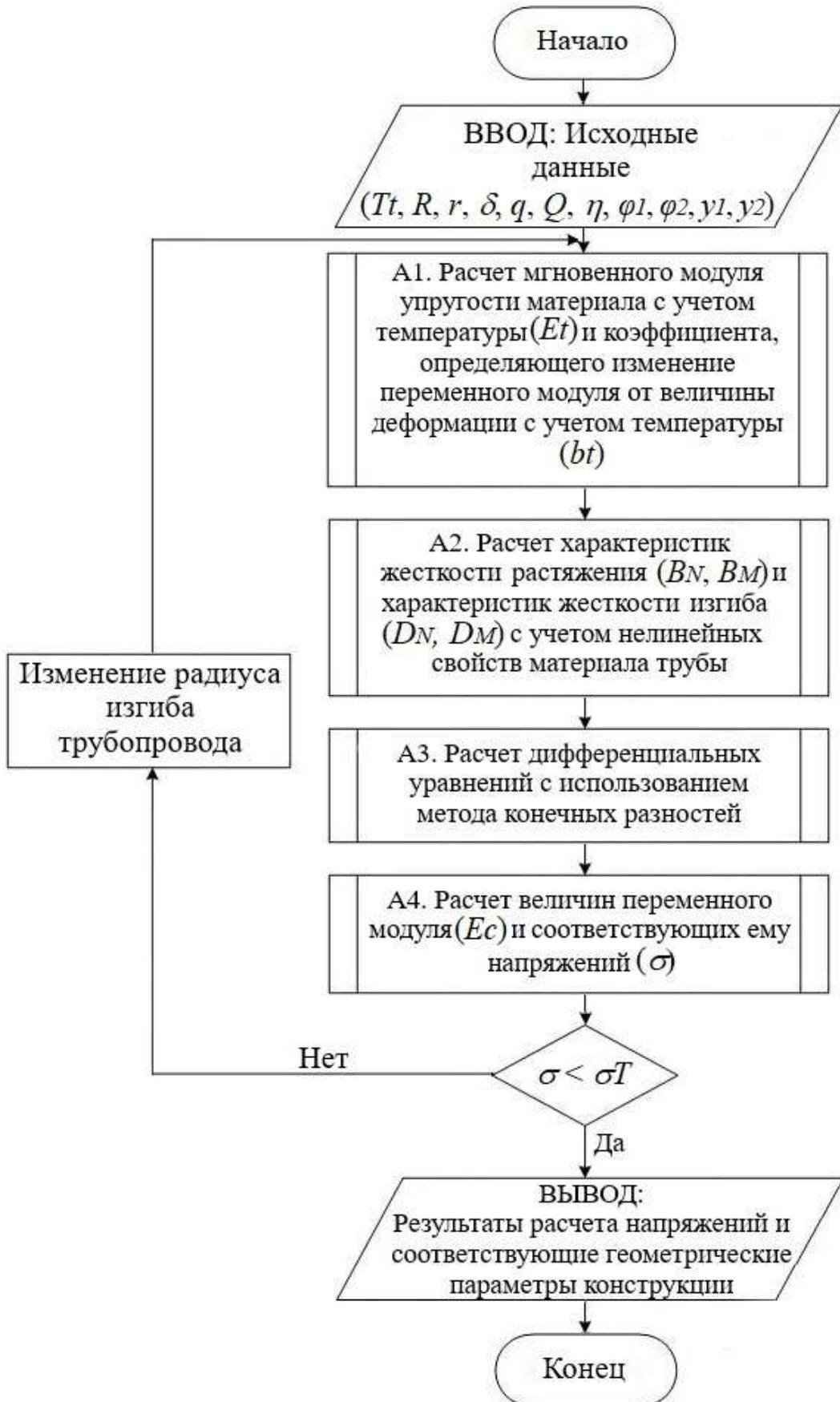


Рисунок 4.2.1 – Блок-схема расчета МПАТ с учетом ее работы в зоне упруго-пластических деформаций

На этапе А1 решаются уравнения (3.1.3) и (3.1.4) для определения мгновенного модуля упругости материала с учетом температуры и коэффициента, определяющего изменение переменного модуля от величины деформации с учетом температуры. Задаются температура окружающей среды, радиус изгиба МПАТ, радиус МПАТ, толщина стенки трубы, распределенная внешняя нагрузка, перерезывающая сила, изменение формы поперечного сечения при изгибе, поворот сечения МПАТ относительно оси трубы и поворот сечения МПАТ вокруг центра кривизны.

На этапе А2 решаются уравнения (3.1.23) – (3.1.26) для определения характеристик жёсткости растяжения и жёсткости изгиба с учетом нелинейных свойств материала МПАТ, задаются граничные условия.

На этапе А3 решается система уравнений (3.4.1). Выраженные в алгебраической форме дифференциальные уравнения сводятся в матрицы (A) и (B), чтобы определить неизвестные β и θ методом конечных разностей.

На этапе А4 определяется величина переменного модуля и соответствующих ему напряжений. После получения расчетных величин напряжений, возникающих в МПАТ, их необходимо проверить на сходимость с условием: если напряжения, возникающие в МПАТ, меньше предела текучести материала МПАТ при заданной температуре, то выполняется условие для минимально допустимых радиусов изгиба для МПАТ. В случае, когда напряжения, возникающие в МПАТ, превышают предел текучести ее материала, необходимо уменьшить радиус изгиба трубы.

После выводятся данные результатов расчета напряжений и соответствующих им геометрических параметров конструкции.

Алгоритм составлен для математической модели изгиба криволинейного стержня в форме системы дифференциальных уравнений (3.2.9) и соответствующих граничных условий, выраженных уравнениями (3.3.1) – (3.3.6). Программа для ЭВМ, составленная по данному алгоритму расчета на прочность, легко реализуется при использовании стандартного компьютерного программного обеспечения персонального компьютера. Данная программа может интегрироваться в существующие системы АСУ ТП профильных предприятий.

При паспортизации трубопроводных объектов и их цифровизации (использовании технологии информационного моделирования), а также при накоплении достаточной базы данных о всех случаях возникновения недопустимых упруго-пластических деформаций на участках трубопроводов из МПАТ возможна реализация сложного программного комплекса с использованием искусственного интеллекта. Реализация данного программного комплекса позволит автоматизировать расчеты напряженно-деформированного состояния полимерных армированных трубопроводов, проложенных надземным способом, при экстремально низких температурах.

4.3. Методика оценки напряженно-деформированного состояния МПАТ при изгибающих воздействиях и отрицательных температурах

Автором разработана методика оценки напряженно-деформированного состояния МПАТ при изгибающих воздействиях и отрицательных температурах. Данная методика включает следующие этапы:

1. Получение физико-механических характеристик МПАТ при температурах от +20 °С до -60 °С;
2. Разработка алгоритма определения допустимого радиуса изгиба участка трубопровода из МПАТ;
3. Решение уравнений для определения мгновенного модуля упругости материала с учетом температуры и коэффициента, определяющего изменение переменного модуля от величины деформации с учетом температуры;
4. Решение уравнений для определения характеристик жесткости растяжения и жесткости изгиба с учетом нелинейных свойств материала МПАТ, постановка граничных условий;
5. Решение системы равновесия уравнений;
6. Сведение дифференциальных уравнений, выраженных в алгебраической форме, в матрицы, для определения неизвестных методом конечных разностей;
7. Определение величины переменного модуля и соответствующих ему напряжений;

8. Вывод результатов расчета напряжений и соответствующих им геометрических параметров конструкции;
9. Ввод результатов расчета в алгоритм определения допустимого радиуса изгиба участка трубопровода из МПАТ.

Особенность методики заключается в том, что она учитывает нелинейное поведение МПАТ при упруго-пластических деформациях при различных температурах окружающего воздуха и может быть использована для прогнозирования поведения других полимерных армированных труб при различных температурах окружающего воздуха.

Также значимость методики состоит в том, что разработанный алгоритм, который составлен для математической модели изгиба криволинейного стержня в форме системы дифференциальных уравнений и соответствующих граничных условий, легко реализуется при использовании стандартного компьютерного программного обеспечения персонального компьютера в программах для ЭВМ. Внедрение данного алгоритма позволит создавать как простые программы с использованием стандартного компьютерного программного обеспечения персонального компьютера, так и программы со сложным графическим интерфейсом.

Разработанная методика внедрена на нефтеперерабатывающем предприятии АО «Газпромнефть – МНПЗ» для оценки эффективности применения полимерных армированных труб при сооружении и эксплуатации трубопроводов, предназначенных для транспортировки воды с повышенным содержанием нефти и водонефтяной эмульсии (см. Приложение Б).

Также разработанная методика прошла апробацию в период с 2022 по 2023 гг. при проведении расчетов для проектно-изыскательских работ на объектах, расположенных на территории Заполярья. Предложенная математическая модель принята при выполнении обоснований общих технических решений в ООО «Газпром морские проекты» (см. Приложение В).

Выводы по Главе 4

1. Установлены аналитические зависимости изменения прочностных и деформационных характеристик МПАТ от величины температуры окружающего воздуха. Увеличение значения минимального допустимого радиуса изгиба можно объяснить тем, что при уменьшении температуры окружающей среды вместе с увеличивающимися напряжениями, возникающими в МПАТ при изгибе, увеличивается и предел текучести материала МПАТ.
2. Разработанный алгоритм составлен для математической модели МПАТ. Внедрение данного алгоритма позволит создавать простые программы с использованием стандартного программного обеспечения и программы со сложным графическим интерфейсом.
3. Разработана методика оценки зависимости прочностных свойств МПАТ, которая учитывает нелинейное поведение материала трубы при упруго-пластических деформациях при экстремальных отрицательных температурах, которые характерны для районов Крайнего Севера.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

1. Установлены аналитические зависимости физико-механических и деформационных характеристик МПАТ при температурных перепадах от +20 °С до - 60 °С, характерных для условий эксплуатации трубопроводов в районах Крайнего Севера. Полученные данные позволят разработать мероприятия по изменению показателей надежности полимерных армированных трубопроводов и транспортной системы в целом.
2. Разработанная математическая модель напряженно-деформированного состояния МПАТ описывает состояние трубопроводов при упруго-пластических деформациях в условиях экстремально низких температур и позволяет выявлять участки с недопустимыми напряжениями.
3. Разработанная методика оценки напряженно-деформированного состояния промысловых трубопроводов из МПАТ позволяет дать превентивную оценку возможности эксплуатации нефтегазопроводов из полимерных армированных труб при экстремальных отрицательных температурах.
4. Разработанный алгоритм составлен для математической модели изгиба криволинейного стержня в форме системы дифференциальных уравнений и соответствующих граничных условий. Внедрение данного алгоритма в системы объектно-ориентированного визуального программирования позволит создавать на начальном этапе простые программы с использованием стандартного компьютерного программного обеспечения персонального компьютера. При накоплении достаточных баз данных и паспортизации трубопроводных объектов МПАТ следующим этапом станет разработка программ на основе процедурных языков программирования со сложным графическим интерфейсом.
5. Разработанная методика принята к использованию в АО «Газпромнефть – МНПЗ» (акт об использовании результатов от 02.03.2023) и ООО «Газпром морские проекты» (акт о внедрении от 01.11.2023).

СПИСОК СОКРАЩЕНИЙ

ЗРА – запорно-регулирующая арматура;

ММГ – многолетнемерзлые грунты;

МПАТ – многослойная полипропиленовая армированная труба;

ПЭ – полиэтилен;

API – American Petroleum Institute;

MRS – минимальная длительная прочность;

PE – полиэтилен;

PE-RT – полиэтилен с высокой температурной устойчивостью;

PE-X – сшитый полиэтилен;

PP – полипропилен;

PP-R – рандомсополимер;

PP-RCT – термостабилизированный рандом-сополимер полипропилена.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Агапчев, В. И. Трубопроводные системы из композиционных материалов в нефтегазовом строительстве / В. И. Агапчев, Д. А. Виноградов, В. М. Абдуллин // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. – 2003. – № 5(41). – С. 91-95.
2. Адамов, А. А. Анализ отечественной и зарубежной нормативной базы по механическим испытаниям полимерных композиционных материалов / А. А. Адамов, М. Ю. Лаптев, Е. Г. Горшкова // Конструкции из композиционных материалов. – 2012. – № 3. – С. 72-77.
3. Алексеев, А. Г. Проблемы проектирования объектов энергетического комплекса в условиях криолитозоны / А. Г. Алексеев, П. М. Сазонов // Вестник НИЦ Строительство. – 2017. – № 2(13). – С. 121-130.
4. Альперн, В. Д., Яловецкий, А. В. Новые полиэтиленовые композиции расширяют область эксплуатации полимерных газовых труб // Полимергаз. – 2002. – № 2. – С. 40–43.
5. Анализ работоспособности неметаллических трубопроводов в технологических линиях добычи нефти и газа / А. М. Щелудяков, А. Ф. Сальников, А. А. Зеленин, А. Н. Аношкин // Трубопроводный транспорт: теория и практика. – 2017. – № 4(62). – С. 35-38.
6. Антонов, И. В. Исследование напряженно-деформированного состояния подземного нефтепровода в условиях многолетнемерзлых грунтов / И. В. Антонов, А. Е. Шарков // Энергосбережение и инновационные технологии в топливно-энергетическом комплексе: материалы Международной научно-практической конференции студентов, аспирантов, молодых учёных и специалистов, (Тюмень, 22 декабря 2017 года) / отв. ред. А. Н. Халин. – Тюмень: ТИУ, 2018. – С. 52-55.
7. Арабей, А. Б. К вопросу определения коэффициента запаса прочности для нефтегазопроводных многослойных армированных полиэтиленовых труб

- (МАПЭТ) / А. Б. Арабей, В. Г. Антонов, Ю. С. Рябец, Л. В. Козодоев // Полимергаз. – 2002. – № 2. – С. 32-33.
8. Армированные пластики - современные конструкционные материалы / Э. С. Зеленский, А. М. Куперман, Ю. А. Горбаткина [и др.] // Российский химический журнал. – 2001. – Т. 45. – № 2. – С. 56-74.
9. Аскадский, А. А. Введение в физико-химию полимеров / А. А. Аскадский, А. Р. Хохлов; – Москва: Науч. мир, 2009. – 380 с.
10. Бабенко, Ф. И. Температурные ограничения по применению армированных полиэтиленовых труб для газопроводов в условиях холодного климата / Ф. И. Бабенко, Ю. Ю. Федоров, А. В. Саввина // Инженерный вестник Дона. – 2015. – № 3(37). – С. 144.
11. Бажанов, В. Л., Сидельников, Е. В. Деформирование и прочность полимерных материалов – М.: Мир книги, 1996. – 57 с.
12. Бейлин, Е.А., Мулляминова, Р.М. Задачи деформационного расчета тонкостенных криволинейных стержней произвольного профиля // Исслед. по мех. строит. конструкций и матер. – С.-Петербург. госуниверсит. архит.-строит. ун-т., 1997. – С. 26-35.
13. Большаков, А. М. Анализ разрушений металлоконструкций, работающих в условиях Севера / А. М. Большаков, Я. М. Андреев // Авиационные материалы и технологии. – 2015. – № S1(38). – С. 27-31.
14. Бутолин, С. В. Анализ состояния трубопроводов в Российской Федерации на современном этапе / С. В. Бутолин, Г. А. Чернова // Транспортные и транспортно-технологические системы: материалы Международной научно-технической конференции (Тюмень, 15 апреля 2021 года) / отв. редактор Н.С. Захаров. – Тюмень: ТИУ, 2021. – С. 36-38.
15. Бухин, В.Е. Подземные полиэтиленовые газопроводы в России // Трубопроводы и экология. – 1998. – № 2. – С. 20-21.
16. Вакулин, А. А. Остывание нефти при остановке нефтепровода в замороженном грунте / А. А. Вакулин, А. Б. Шабаров, А. А. Вакулин // Вестник Тюменского государственного университета. Физико-

- математическое моделирование. Нефть, газ, энергетика. – 2021. – Т. 7. – № 4(28). – С. 27-45.
17. Варданян, Г. С. Сопротивление материалов (с основами строительной механики) / Г. С. Варданян, Н. М. Атаров, А. А. Горшков; под ред. Г. С. Варданяна. – Москва: ИНФРА-М, 2011. – 478 с.
18. Васильев, Г. Г. Развитие концепции инжиниринга в практике сооружения нефтегазовых объектов / Г. Г. Васильев, И. Н. Клышников, С. О. Ковалева // Магистральные и промысловые трубопроводы: проектирование, строительство, эксплуатация, ремонт: научно-технический сборник. – Москва: МАКС Пресс, 2010. – С. 73-81.
19. Внутренняя коррозия трубопроводов – причины, механизмы и способы защиты [интернет-ресурс]. – Режим доступа: <http://oilloot.ru/oborudovanie-truby-materialy-dlya-nefti-i-gaza/vnutrennyaya-korroziya-truboprovodov-prichiny-mekhanizm-i-sposoby-zashchity/> (дата обращения: 09.01.2023).
20. Волынский, А. Л. Структурно-механические особенности стеклообразного состояния аморфных полимеров: монография / А. Л. Волынский. – Москва: ООО «Издательский дом КДУ», Добросвет, 2020. – 54 с.
21. Галичкина, М. А. Российский рынок полимерных труб: проблемы и перспективы развития / М. А. Галичкина, А. С. Морозова // Russian Economic Bulletin. – 2020. – Т. 3. – № 1. – С. 88-92.
22. Гвоздев, И. В. Армированные трубы с повышенной теплостойкостью / И. В. Гвоздев, С. В. Шаляпин, С. В. Самойлов // Полимергаз. – 2011. – № 3. – С. 28-32.
23. Гидравлические разрывные испытательные машины нового поколения / Ю. Д. Прокопенко, В. С. Рожнецев, А. В. Мараховский, И. Ю. Прокопенко // Приборы. – 2009. – № 4(106). – С. 25-30.
24. Гильман, А. А. Механические испытания полимерных материалов / А. А. Гилман, О. М. Сладков; – Саратов: Саратов. гос. техн. ун-т, 2006. – 77 с.
25. Годовой отчет о деятельности Федеральной службы по экологическому, технологическому и атомному надзору в 2018 году [интернет-ресурс]. –

Режим доступа:
https://www.gosnadzor.ru/public/annual_reports/%D0%93%D0%BE%D0%B4%D0%BE%D0%B2%D0%BE%D0%B9%D0%BE%D1%82%D1%87%D0%B5%D1%82%D0%B7%D0%B0_2018%D0%B3%D0%BE%D0%B4.pdf (дата обращения: 14.02.2023).

26. Годовой отчет о деятельности Федеральной службы по экологическому, технологическому и атомному надзору в 2019 году [интернет-ресурс]. –

Режим доступа:
https://www.gosnadzor.ru/public/annual_reports/%D0%93%D0%BE%D0%B4%D0%BE%D0%B2%D0%BE%D0%B9%D0%BE%D1%82%D1%87%D0%B5%D1%82%D0%BE%D0%B4%D0%B5%D1%8F%D1%82%D0%B5%D0%BB%D1%8C%D0%BD%D0%BE%D1%81%D1%82%D0%B8%D0%A0%D0%BE%D1%81%D1%82%D0%B5%D1%85%D0%BD%D0%B0%D0%B4%D0%B7%D0%BE%D1%80%D0%B0%D0%B2_2019%D0%B3%D0%BE%D0%B4%D1%83.pdf (дата обращения: 14.02.2023).

27. Годовой отчет о деятельности Федеральной службы по экологическому, технологическому и атомному надзору в 2020 году [интернет-ресурс]. –

Режим доступа:
https://www.gosnadzor.ru/public/annual_reports/%D0%93%D0%BE%D0%B4%D0%BE%D0%B2%D0%BE%D0%B9%D0%BE%D1%82%D1%87%D0%B5%D1%82%D0%B7%D0%B0_2020%D0%B3%D0%BE%D0%B4.pdf (дата обращения: 14.02.2023).

28. Годовой отчет о деятельности Федеральной службы по экологическому, технологическому и атомному надзору в 2021 году [интернет-ресурс]. –

Режим доступа:
https://www.gosnadzor.ru/public/annual_reports/%D0%93%D0%BE%D0%B4%D0%BE%D0%B2%D0%BE%D0%B9%D0%BE%D1%82%D1%87%D0%B5%D1%82%D0%B7%D0%B0_2021%D0%B3.pdf (дата обращения: 14.02.2023).

29. Голофаст, С. Л. Влияние температурного поля трассы магистрального нефтепровода на прочностную надежность линейных участков / С. Л. Голофаст, А. Ю. Владова // Безопасность труда в промышленности. – 2019. – № 11. – С. 24- 33.
30. Горелик, Я. Б. Методы расчета деформаций инженерных конструкций, вызванных пучением пород промерзающего слоя / Я. Б. Горелик // Криосфера земли. – 2010. – № 1. – С. 50-62.
31. Гориловский, М. И. Разработка оптимизированных технологических процессов производства напорных труб различного диаметра из сополимеров этилена с бутеном и гексеном и сшитого полиэтилена: специальность 05.17.06 «Технология и переработка полимеров и композитов»: диссертация на соискание ученой степени кандидата технических наук / Гориловский Мирон Исаакович. – Москва, 2006. – 149 с.
32. ГОСТ 9550-81. Пластмассы. Методы определения модуля упругости при растяжении, сжатии и изгибе. – М.: ИПК Издательство стандартов, 2004. – 8 с.
33. ГОСТ 11262-2017 (ISO 527-2:2012). Пластмассы. Метод испытания на растяжение. – М.: Стандартиформ, 2018. – 24 с.
34. ГОСТ 16523-97 Прокат тонколистовой из углеродистой стали качественной и обыкновенного качества общего назначения. Технические условия (с поправками). – М.: Стандартиформ, 2009. – 15 с.
35. ГОСТ 28840-90. Машины для испытания материалов на растяжение, сжатие и изгиб. Общие технические требования. – М.: ИПК Издательство стандартов, 2004. – 8 с.
36. ГОСТ 31447-2012. Трубы стальные сварные для магистральных газопроводов, нефтепроводов и нефтепродуктопроводов. Технические условия (с поправкой). – М.: Стандартиформ, 2013. – 36 с.
37. ГОСТ Р 56791-2015. Композиты полимерные. Определение механических характеристик при сдвиге материала внутреннего слоя «сэндвич»-

- конструкций методом испытания балки на изгиб (с поправкой). – М.: Стандартиформ, 2016. – 23 с.
- 38.ГОСТ Р 58121.1-2018 (ИСО 4437-1:2017). Пластмассовые трубопроводы для транспортирования газообразного топлива. Полиэтилен (ПЭ). Часть 1. Общие положения (с поправкой). – М.: Стандартиформ, 2018. – 36 с.
- 39.ГОСТ Р 59834-2021. Промысловые трубопроводы. Трубы гибкие полимерные армированные и соединительные детали к ним. Общие технические условия. – М.: ФГБУ «РСТ», 2021. – 36 с.
- 40.ГОСТ ISO 1167-1-2013. Трубы, соединительные детали и узлы соединений из термопластов для транспортирования жидких и газообразных сред. Определение стойкости к внутреннему давлению. Часть 1. Общий метод (с поправкой). – М.: Стандартиформ, 2014. – 17 с.
- 41.Губайдуллин, М. Г., Калашников А.В., Худякова, А. А. Возможности снижения затрат при обустройстве месторождений углеводородного сырья на Крайнем Севере // Проблемы освоения нефтегазовых месторождений Европейского Севера России. Сборник научных трудов / АГТУ. – Архангельск: АГТУ, 2005. – С. 20-24.
- 42.Дарков, А.В. Сопротивление материалов / А. В. Дарков, Г. С. Шапиро. – М.: Высшая школа, 1975. – 654 с.
- 43.Дергунов, В. С. Повышение эффективности трубопроводного транспорта тяжелых нефтей / В. С. Дергунов, С. Н. Челинцев // Проблемы геологии, разработки и эксплуатации месторождений и транспорта трудноизвлекаемых запасов углеводородов: материалы всероссийской научно-технической конференции (с международным участием) (Ухта, 05–06 ноября 2020 года) – Ухта: Ухтинский государственный технический университет, 2021. – С. 156-161.
- 44.Джамалов, Р. Г. Инженерная геоэкология: основы гидрогеологии, инженерной геологии, геокриологии: учебник / Р. Г. Джамалов. – Дубна: Университет «Дубна», 2016. – 507 с.

45. Жолобов, И. А. Влияние нелинейности теплофизических свойств мерзлых грунтов на динамику теплосилового взаимодействия с горячим подземным трубопроводом: 01.04.14: дис. ...канд. техн. наук / И. А. Жолобов; ТюмГУ. – Тюмень, 2015. – 151 с.
46. Жолобов, В. В. К вопросу определения давления на начальном этапе запуска остановленного "горячего" нефтепровода / В. В. Жолобов, В. Ю. Морецкий, Р. Ф. Талипов // Трубопроводный транспорт углеводородов: материалы IV Всероссийской научно-практической конференции (Омск, 30 октября 2020 года) – Омск: Омский государственный технический университет, 2020. – С. 83-86.
47. Заключение Федерального автономного учреждения «Главное управление государственной экспертизы» № 89-1-1-3-008877-2018 [интернет-ресурс]. – Режим доступа: <https://egrz.ru/organisation/reestr/detail/89-1-1-3-008877-2018> (дата обращения: 07.01.2023).
48. Зотиков, Н. З. Нефтегазовые и ненефтегазовые доходы, их роль в формировании доходов бюджетов / Н. З. Зотиков // Вестник евразийской науки. – 2020. – Т. 12. – № 4. – С. 39.
49. Иванов, В. А. Прогрессивные методы прокладки магистральных трубопроводов в сложных природно-климатических условиях / В. А. Иванов, Е. В. Огудова, Б. П. Елькин. – Тюмень: ТИУ, 2020. – 201 с.
50. Иванова, Л. В. Исследование состава асфальтосмолопарафиновых отложений различной природы и пути их использования / Л. В. Иванова, В. Н. Кошелев, О. А. Стоколос // Электронный научный журнал «Нефтегазовое дело». – 2011. – № 2. – С. 250–256.
51. Изменение рельефа торфяника с вытаивающим полигонально-жильным льдом в северной части Пур-Тазовского междуречья / Е. М. Бабкин, А. В. Хомутов, Ю. А. Дворников [и др.] // Проблемы региональной экологии. – 2018. – № 4. – С. 115-119.
52. История и некоторые тенденции развития полимерных трубопроводов [интернет-ресурс]. – Режим доступа:

https://bstudy.net/835679/tehnika/istoriya_nekotorye_tendentsii_razvitiya_polimernyh_truboprovodov (дата обращения: 07.01.2023);

53. Касандрова, О. Н., Лебедев, В. В. Обработка результатов наблюдений. – М.: Наука, 1970. – 104 с.
54. К вопросу прочностного расчета армированных полимерных труб / М. Горюловский, И. Гвоздев, В. Швабауэр // Полимерные трубы. – 2005. – № 2. – С. 22-25.
55. Кикель, В. А. Сравнительный анализ структуры и свойств сшитого различными методами полиэтиленов / В. А. Кикель, В. С. Осипчик, Е. Д. Лебедева // Пластические массы. – 2005. – № 8. – С. 3-6.
56. Комаров, И. А. Термодинамика и тепломассообмен в дисперсных мёрзлых породах. – М.: Научный мир, 2003. – 607 с.
57. Коршак, В. В. Химическое строение и температурные характеристики полимеров / В. В. Коршак. – М.: Наука, 1970. – 420 с.
58. Кравчук, А. С. Решение физически нелинейной задачи Ляме для толстостенного цилиндра / А. С. Кравчук, А. И. Кравчук, С. Н. Лопатин // Наука и бизнес: пути развития. – 2018. – № 5(83). – С. 11-16.
59. Крыжановский, В. К. Инженерный выбор и идентификация пластмасс / В. К. Крыжановский. – Санкт-Петербург: Научные основы и технологии, 2009. – 204 с.
60. Крыжановский, В. К. Пластмассовые детали технических устройств (выбор материала, конструирование, расчет) / В. К. Крыжановский, В. В. Бурлов. – Санкт-Петербург: Научные основы и технологии, 2013. – 456 с.
61. Кулезнев, В. Н. Химия и физика полимеров / В. Н. Кулезнев, В. А. Шершнева. – Издание 3-е, исправленное. – Санкт-Петербург: Лань, 2014. – 368 с.
62. Куликова, О. В. Идентификация реологических характеристик нефтесодержащих сред при их фильтрации через грунты различного геологического состава / О. В. Куликова, Е. Е. Спицына, В. С. Ливенцева // Гидравлические машины и системы транспортировки нефти и газа: сборник

научных трудов – Воронеж: Издательско-полиграфический центр «Научная книга», 2021. – С. 131-141.

63. Лавров, И. Г. Напряженно-деформированное состояние полиэтиленовых трубопроводов при бестраншейной прокладке в условиях отрицательных температур: специальность 25.00.19 «Строительство и эксплуатация нефтегазопроводов, баз и хранилищ»: диссертация на соискание ученой степени кандидата технических наук / Лавров Игорь Георгиевич. – Тюмень, 2007. – 164 с.
64. Лайпанова, А. Д. Зоны национальных интересов нефтегазовых компаний в Арктике и их привлекательность / А. Д. Лайпанова, Э. А. Крайнова // Инновации и инвестиции. – 2018. – № 3. – С. 178-186.
65. Ликбез. «Основные составные части нефте-, газо- и продуктопроводов», Проектирование и эксплуатация газонефтепроводов и газонефтехранилищ, Омский государственный технический университет – 2014. [интернет-ресурс]. – Режим доступа: <https://studfile.net/preview/1359339/> (дата обращения: 20.07.2023).
66. Лурье, М. В. Метод расчета времени безопасной остановки «горячего» нефтепровода / М. В. Лурье, Н. П. Чупракова // Территория Нефтегаз. – 2019. – № 7-8. – С. 68-74.
67. Ляхович, Л. С., Крайнов, А. В. Устойчивость стержневых систем с учетом физической нелинейности материала // проблемы теории расчета сооружений: матер. науч. сес. преп. сотрудников и аспирантов кафедры строит. мех. 10-12 июня 1997. – Томск: ТГАСУ, 1998. – С. 10-13.
68. Майер, А. В. Способ снижения давления перекачки обводненной высоковязкой нефти в промысловых трубопроводах / А. В. Майер, М. Д. Валеев // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. – 2016. – № 4(118). – С. 87-90.
69. Марков, Е. В. Обеспечение проектного положения магистральных трубопроводов в условиях пучинистых грунтов / Е. В. Марков: дисс. ... д-ра техн. наук: // Марков Евгений Викторович. – Тюмень, 2020. – 133 с.

- 70.Махин, А. А. Математические методы расчета армированных пластин и оболочек / А. А. Махин // Актуальные научные исследования в современном мире. – 2021. – № 11-15(79). – С. 422-427.
- 71.Модифицированные полимерные и композиционные материалы для северных условий / О. А. Аммосова, А. Г. Аргунова, Г. В. Ботвин [и др.]. – Новосибирск: Новосибирское отделение издательства "Наука", 2017. – 217 с.
- 72.Мониторинг изменений рельефа полигональных торфяников, примыкающих к автодороге Заполярное - Тазовский / Е. М. Бабкин, Е. А. Бабкина, М. О. Лейбман [и др.] // Проблемы Арктики и Антарктики. – 2022. – Т. 68. – № 4. – С. 384-405.
- 73.Муравьев, Д. В. Методы планирования эксперимента при моделировании технологических процессов / Д. В. Муравьев, М. Ф. Капустьян. – Омск: Омский государственный университет путей сообщения, 2017. – 31 с.
- 74.На Восточной Мессояхе используют безопасные для Арктики полимерно-армированные трубопроводы [интернет-ресурс]. – Режим доступа: <https://sever-press.ru/news/sever-press/na-vostochnoj-messojahe-ispolzujut-bezopasnye-dlja-arktiki-polimerno-armirovannye-truboprovody/> (дата обращения: 07.01.2023).
- 75.Напряженно-деформированное состояние. Обобщенный закон Гука / Ю. А. Окопный, В. П. Радин, В. П. Чирков, В. Е. Хроматов // Справочник. Инженерный журнал. – 2008. – № S3. – С. 6-7.
- 76.Николаева, М. В. Влияние растепляющего действия подземного нефтепровода, проложенного на многолетнемерзлых грунтах, на его напряженно-деформированное состояние / М. В. Николаева, Г. П. Стручкова, Т. А. Капитонова // Хладостойкость. Новые технологии для техники и конструкций Севера и Арктики: труды Всероссийской конференции с международным участием, посвященной 70-летию профессора-механика, д.т.н. А.В. Лыглаева (Якутск, 29–30 сентября 2016 года) – Якутск: Северо-Восточный федеральный университет им. М. К. Аммосова, 2016. – С. 63-66.

- 77.Новиков, П. А. Выявление опасных участков магистральных нефтепроводов на основе долгосрочного прогнозирования ореола оттаивания многолетнемерзлых грунтов: 05.26.19: дис. ...канд. техн. наук / П. А. Новиков; УГНТУ. – Уфа, 2016. – 180 с.
- 78.Новоселов, В. Ф. Трубопроводный транспорт нефти и газа. Перекачка вязких и застывающих нефтей. Специальные методы перекачки: учебное пособие / В. Ф. Новоселов, А. А. Коршак. – Уфа: Уфимский государственный нефтяной технический университет, 1988. – 108 с.
- 79.Новые отечественные технологии при производстве и строительстве трубопроводных систем нефтегазовой инфраструктуры из комбинированных труб на основе термопластов / Р. А. Башаров, Д. А. Виноградов, В. М. Якупов, Р. Г. Шарафиев // Проблемы сбора, подготовки и транспорта нефти и нефтепродуктов. – 2012. – № 3(89). – С. 102-108.
- 80.Обзор некоторых аспектов производства труб для нефтяной промышленности [интернет-ресурс]. – Режим доступа: <https://neftegaz.ru/analysis/equipment/329853-obzor-nekotorykh-aspektov-proizvodstva-trub-dlya-neftyanoj-promyshlennosti/> (дата обращения: 01.05.2024).
- 81.Одиноков, А. Ю., Савинов, В. И., Сидоров, И. Н. Расчет тонкостенных стержней из композитных материалов на растяжение и поперечный изгиб. – Казанский государственный технический университет. – Казань, 1996. – Деп. в ВИНТИ 17.05.96, № 1579. – С. 96.
- 82.Опыт применения трубопроводов из инновационных и альтернативных материалов в ПАО «ЛУКОЙЛ» [интернет-ресурс]. – Режим доступа: <https://glavteh.ru/%D0%BE%D0%BF%D1%8B%D1%82-%D0%BF%D1%80%D0%B8%D0%BC%D0%B5%D0%BD%D0%B5%D0%BD%D0%B8%D1%8F-%D1%82%D1%80%D1%83%D0%B1%D0%BE%D0%BF%D1%80%D0%BE%D0%B2%D0%BE%D0%B4%D0%BE%D0%B2-%D0%B8%D0%B7-%D0%B8%D0%BD%D0%BD/> (дата обращения: 01.05.2024).

83. О применении труб из полимерных материалов для промышленных трубопроводов / Д. А. Гулин, К. Е. Карпова, А. С. Глазков, Т. Р. Насибуллин // Нефтегазовое дело. – 2020. – Т. 18. – № 6. – С. 107-115.
84. О проблемах принятия проектных и оперативных решений при разработке месторождений углеводородов / С. И. Грачев, В. Н. Кутрунов, В. А. Коротенко, А. В. Стрекалов // Наука и ТЭК. – 2011. – № 1. – С. 20-23.
85. Павелко, В. П. Учет влияния трещины на упругую податливость стержней / В. П. Павелко, И. В. Павелко // Инж.-физ. пробл. авиац. и косм. техн.: тез. докл. 2 Междунар. науч.-техн. конф. (3-5 июня 1997) Егорьевск, 1997. – Ч. I. – С. 30-31.
86. Перепелкин, К. Е. Армирующие волокна и волокнистые полимерные композиты: монография / К. Е. Перепелкин. – Санкт-Петербург: Научные основы и технологии, 2009. – 380 с.
87. Петросян, В. Современные тенденции изменений рынка пластиковых труб / В. Петросян // Водоочистка. – 2020. – № 2. – С. 39-43.
88. Полимерные композиционные материалы: структура, свойства, технология / Под ред. Берлина А. А. – СПб.: Профессия, 2009. – 556 с.
89. Правилова, С. Д. Проблемы транспорта углеводородного сырья по арктическим трубопроводам / С. Д. Правилова, Т. Г. Пономарева // Нефтегазовый терминал / под. ред. Ю. Д. Земенков. – Тюмень: ООО «Вектор Бук», 2017. – С. 183-187.
90. Предупреждение и борьба с асфальтосмолопарафиновыми отложениями в системе сбора скважинной продукции: монография / С. А. Леонтьев, Р. М. Галикеев, А. С. Дроздов, Е. Е. Левитина. – Москва: Общество с ограниченной ответственностью «Русайнс», 2020. – 158 с.
91. Прокудин, А. Н. Упругопластические деформации во вращающемся полом цилиндре с жёстким внешним покрытием при условии максимальных приведённых напряжений / А. Н. Прокудин, С. В. Фирсов // Сибирский журнал индустриальной математики. – 2022. – Т. 25. – № 2(90). – С. 58-82.

92. Расчеты и конструирование резиновых изделий и технологической оснастки / В. А. Лепетов, Л. Н. Юрцев; под ред. Л. Н. Юрцева. – Изд. 4-е, перераб. и доп. – Москва: ИСТЕК, 2006. – 417 с.
93. Расчет и конструирование резиновых изделий и форм / В. В. Мозгалёв, П. К. Липлянин. – Минск: БГТУ, 2010. – 149 с.
94. Ращепкин, А.К. Новые отечественные технологии при изготовлении и монтаже трубопроводных систем нефтегазовой инфраструктуры из комбинированных труб на основе термопластов / А. К. Ращепкин, Е. В. Салагаева, Н. М. Черкасов, И. Ф. Гладких // Нефтегазовое дело. – 2005. – № 2. – С. 6.
95. РД 003-55038886-05. «Проектирование, строительство, эксплуатация и ремонт нефтепромысловых трубопроводов из полиэтиленовых труб, армированных синтетическими нитями» [интернет-ресурс]. – Режим доступа: <https://gosthelp.ru/text/RDInstruksiyanaproektirov.html> (дата обращения: 17.08.2023).
96. Решение задач промерзания-оттаивания грунта для систем теплогаснабжения / В. В. Фомина, Б. Г. Аксенов, О. А. Степанов [и др.] // Вестник евразийской науки. – 2020. – Т. 12. – № 5. – С. 8.
97. Руководство по безопасности «Техническое диагностирование трубопроводов линейной части и технологических трубопроводов магистральных нефтепроводов и нефтепродуктов». – М.: ЗАО НТЦ ПБ, 2018. – 60 с.
98. Румянцев, В. С. Разрывная машина для контроля полимеров / В. С. Румянцев, А. К. Новиков // Материалы докладов 43 научно-технической конференции преподавателей и студентов университета, Витебск, 12–13 июня 2010 года. – Витебск: Витебский государственный технологический университет, 2010. – С. 284-286.
99. Рындин, Е. А., Куликова, И. В., Лысенко И. Е. Основы численных методов: теория и практика [Интернет-ресурс]. – Режим доступа: <https://inep.sfedu.ru/wp->

content/uploads/2015/07/%D1%83%D1%87%D0%B5%D0%B1%D0%BD%D0%BE%D0%B5_%D0%BF%D0%BE%D1%81%D0%BE%D0%B1%D0%B8%D0%B5_%D1%87%D0%B8%D1%81%D0%BB%D0%B5%D0%BD%D0%BD%D1%8B%D0%B5_%D0%BC%D0%B5%D1%82%D0%BE%D0%B4%D1%8B.pdf (дата обращения: 17.07.2023).

100. Саввина, А. В. Мониторинг опытно-промышленного подземного газопровода из армированных полиэтиленовых труб / А. В. Саввина, С. Н. Попов, Ю. Ю. Федоров // Наука и образование. – 2017. – № 1(85). – С. 63-67.
101. Саввина, А. В. Прочностные характеристики армированных полиэтиленовых труб при низких температурах [интернет-ресурс]. – Режим доступа: <http://www.hydro.nsc.ru/docs/Diss/SavvinaDissertation.pdf> (дата обращения: 19.02.2023).
102. Сальников, А. Ф. Исследование работоспособности трубопроводов из ПАТ (МПТ) в технологических линиях добычи нефти и газа / А. Ф. Сальников, А. Н. Аношкин, А. М. Щелудяков // Трубопроводный транспорт: теория и практика. – 2018. – № 2(66). – С. 8-13.
103. Сальников, С. А. Экспериментально-теоретическое исследование работоспособности трубопроводов из полимерных армированных труб при динамических нагрузках / С. А. Сальников, А. Ф. Сальников, С. В. Словики // Вестник Пермского государственного технического университета. Охрана окружающей среды, транспорт, безопасность жизнедеятельности. – 2010. – № 1. – С. 75-81.
104. Селин, В. С. Третья парадигма развития российской Арктики / В. С. Селин // Региональная экономика: теория и практика. – 2013. – № 21. – С. 17-25.
105. Сенцов, С. И. Методы оценки и снижения затрат на управление качеством сооружения линейной части магистральных трубопроводов / С. И. Сенцов, А. Р. Гимадутдинов // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. – 2007. – № 2(62). – С. 49-52.

106. Серебренников, Д. А. К вопросу расчета полиэтиленовых труб при бестраншейной прокладке // Вопросы состояния и перспективы развития нефтегазовых объектов Западной Сибири: сборник научных трудов. – Тюмень: ТюмГНГУ, 2003. – С.17-19.
107. Серегина, Н. В. Совершенствование конструкции теплоизолированных лифтовых труб для эксплуатируемых газовых скважин в многолетнемерзлых породах [интернет-ресурс]. – Режим доступа: <https://vniigaz.gazprom.ru/d/textpage/dd/477/tekst-dissertatsii.pdf> (дата обращения: 01.05.2024).
108. Синюгин, А. А. Алгоритм расчета армированных металлополимерных труб на прочность с использованием эквивалентной двухслойной модели / А. А. Синюгин, С. Б. Коныгин, В. Б. Опарин // Территория Нефтегаз. – 2021. – № 1-2. – С. 84-90.
109. Смирнов, А. Н. Основы физики и механики разрушения: учебное пособие / А. Н. Смирнов, Н. В. Абабков. – Кемерово: Кузбасский государственный технический университет им. Т.Ф. Горбачева, 2014. – 162 с.
110. Смирнов, А. Ф., Александров А. В. и др. Сопротивление материалов. – М.: Высшая школа, 1975. – 480 с.
111. Сооружение и ремонт магистральных трубопроводов / Г. Г. Васильев, А. М. Ревазов, И. А. Леонович, И. Л. Садова. – Москва: Российский государственный университет нефти и газа (национальный исследовательский университет) имени И. М. Губкина, 2021. – 53 с.
112. Состояние и перспективы развития пластмассовых трубопроводов в России / А. В. Алексеев, О. В. Глухова, А. Р. Исламов [и др.] // Электронный научный журнал «Нефтегазовое дело». – 2004. – № 2. – С. 12.
113. Спиридонов А.А., Васильев Н.Г. Планирование эксперимента – Свердловск: УПИ им. С. М. Кирова, 1975. – 152 с.
114. СП 40-102-2000. Проектирование и монтаж трубопроводов систем водоснабжения и канализации из полимерных материалов. Общие требования. – М.: Госстрой России, ГУП ЦПП, 2001. – 36 с.

115. СП 42-101-2003. Общие положения по проектированию и строительству газораспределительных систем из металлических и полиэтиленовых труб. – М.: ЗАО "Полимергаз", ГУП ЦПП, 2003. – 182 с.
116. СП 131.13330.2020. Строительная климатология СНиП 23-01-99* (с Изменением №1). – М.: Стандартинформ, 2021. – 152 с.
117. СП 284.1325800.2016. Трубопроводы промышленные для нефти и газа. Правила проектирования и производства работ (с Изменением №1). – М.: Стандартинформ, 2017. – 205 с.
118. Стратегия развития минерально-сырьевой базы Российской Федерации до 2035 года [интернет-ресурс]. – Режим доступа: https://www.mnr.gov.ru/docs/strategiya_razvitiya_mineralno_syrevoy_bazy_rossiyskoy_federatsii_do_2035_goda/strategiya_razvitiya_mineralno_syrevoy_bazy_rossiyskoy_federatsii_do_2035_goda/ (дата обращения: 09.01.2023).
119. Тарсин А. В. Расчет минимального давления сдвига застывшей нефти в трубопроводе при неоднородном распределении температуры по радиусу / А. В. Тарсин, В. О. Некучаев, В. В. Люосев // Севергеоэкотех-2021: доклады XXII Международной молодежной научной конференции (Ухта, 17–19 марта 2021 года) – Ухта: Ухтинский государственный технический университет, 2021. – С. 684-687.
120. Толмачев, А. А. Применение полипропиленовых утепленных армированных труб для сооружения нефтепроводов в Арктике / А. А. Толмачев, В. А. Иванов, А. В. Майер // Оборудование и технологии для нефтегазового комплекса. – 2022. – № 4(130). – С. 46-51.
121. Толмачев А. А. Разработка математической модели напряженно-деформированного состояния многослойной полипропиленовой армированной трубы / А. А. Толмачев, А. А. Толмачев // Научный журнал Российского газового общества. – 2024. – №1(43). – С. 36-42.
122. Толмачев, А. А. Эксплуатационные проблемы промышленных нефтегазопроводов на основе термопластовых труб / А. А. Толмачев, Л. А. Толмачева, В. А. Иванов // Комплексное изучение и освоение недр

- Европейского Севера России: материалы всероссийской научно-технической конференции (Ухта, 16–17 сентября 2021 года) – Ухта: Ухтинский государственный технический университет, 2021. – С. 113-115.
123. Трусов, К. Рынок полимерных труб. Рынок 2013: снижение на фоне роста/ К. Трусов, П. Шишкина // Полимерные трубы. – 2014. – № 2(44). – С. 32-35.
124. Тянь, В. К. Комплексное исследование процессов сдвига застывшей парафиновой нефти в трубопроводе / В. К. Тянь, А. В. Пименов // Вестник Самарского государственного технического университета. Серия: Технические науки. – 2013. – № 4(40). – С. 218-221.
125. Уведомление о разработке проекта свода правил СП «Трубопроводы промысловые из неметаллических труб. Правила проектирования и строительства» [интернет-ресурс]. – Режим доступа: https://www.rst.gov.ru/portal/gost/home/activity/standardization/notification/notificationssetrules?portal:isSecure=true&navigationalstate=JBPNS_rO0ABXdjAAZsZW5ndGgAAAABAAIxMAAGYWN0aW9uAAAAAQAMbm90aWZpY2F0aW9uAAJpZAAAAAEABiA2MzE4OAAEcGFnZQAAAAEAATAABXN0YXR1AAAAAQAGQUNUVUFMAAdfX0VPRl9f&portal:componentId=5bb1aa96-ad4f-4e66-afe1-a7d403577940 (дата обращения: 03.12.2023).
126. Фадина, Ю. И. Анализ российского рынка полимеров и дальнейшие пути его развития / Ю. И. Фадина // Бизнес-образование в экономике знаний. – 2017. – № 1(6). – С. 99-101.
127. Федеральный закон от 21.07.1997 № 116-ФЗ (ред. от 11.06.2021) «О промышленной безопасности опасных производственных объектов» // СЗ РФ. – 28.09.97. – № 30. – ст. 3588.
128. Филатова, В. А. Сравнительный анализ разрывных машин / В. А. Филатова, Ю. О. Паращенко, И. В. Капц // Исследование и проектирование интеллектуальных систем в автомобилестроении, авиастроении и машиностроении: материалы Всероссийской научно-практической конференции с международным участием (Таганрог, 19–20 апреля

- 2018 года) – Таганрог: Общество с ограниченной ответственностью «ЭльДирект», 2018. – С. 60-64.
129. Худякова, А. А. Рекомендации по обеспечению надежности, продолжительности эксплуатации нефтепроводов в районах распространения многолетнемёрзлых пород // Наука - северному региону. Сборник научных трудов – Архангельск: АГТУ, 2009. – Вып. 78. – С. 212-215.
130. Худякова, А. А., Губайдуллин М. Г. Особенности формирования геокриологического строения покровных отложений на Крайнем Севере // Вестник РУДН. Сер. «Инженерные исследования». – М., 2009. – Вып. 3. – С. 83-87.
131. Чернильник, А. А. Сравнение эффективности применения металлических и полимерных водопроводных труб / А. А. Чернильник, Д. М. Ельшаева, С. С. Ванян // Современные проблемы и перспективные направления инновационного развития науки: сборник статей по итогам Международной научно-практической конференции (Самара, 18 марта 2019 года) – Самара: Общество с ограниченной ответственностью «Агентство международных исследований», 2019. – С. 84-87.
132. Чернышев, С. Н. Погрешность интерполяции при построении границ на инженерно-геологических разрезах для создания расчётных моделей геологической среды / С. Н. Чернышев, А. М. Мартынов. // Инженерные изыскания. – 2017. – № 11. – С. 32 - 43.
133. Численное усреднение для задач теплопереноса в условиях криолитозоны / В. Н. Алексеев, А. А. Тырылгин, М. В. Васильева, В. И. Васильев // Математические заметки СВФУ. – 2020. – Т. 27. – № 2. – С. 77-92.
134. Шамина, В. А. О построении нелинейной теории тонких стержней / Известия РАН. Механика твёрдого тела. – 1998. – № 3. – С. 128-138.
135. Шилова, З. В. Теория вероятностей и математическая статистика / З. В. Шилова, О. И. Шилов. – Саратов: Ай Пи Ар Букс, 2015. – 158 с.

136. Шмалько, Н. А. Организация научных исследований / Н. А. Шмалько, М. П. Бахмет, Ю. Ф. Росляков. – Краснодар: Кубанский государственный технологический университет, 2017. – 359 с.
137. Шполянская, Н. А. Основы геокриологии / Н. А. Шполянская, Г. Г. Осадчая, Н. В. Тумель. – 2-е издание, переработанное и дополненное. – Ухта: Ухтинский государственный технический университет, 2021. – 191 с.
138. Щелудяков, А.М. Разработка комплексной методики оценки остаточного ресурса нефтесборных трубопроводов из альтернативных материалов на основе экспериментальных исследований [интернет-ресурс]. – Режим доступа: <https://elib.gubkin.ru/content/22698> (дата обращения: 20.02.2023).
139. Щербина, М. В. Рынок производства полимерных труб в России: динамика и перспективы роста / М. В. Щербина, С. И. Петюк // Мир новой экономики. – 2015. – № 3. – С. 59-65.
140. Эксплуатация объектов трубопроводного транспорта нефти и нефтепродуктов: в 2-х томах / Ю. Д. Земенков, Р. Р. Исламов, Я. М. Курбанов [и др.]. Том 1. – Тюмень: ТИУ, 2022. – 313 с.
141. Эксплуатация объектов трубопроводного транспорта нефти и нефтепродуктов: в 2-х томах / Ю. Д. Земенков, Р. Р. Исламов, А. К. Николаев [и др.]. Том 2. – Тюмень: ТИУ, 2022. – 315 с.
142. Энергетическая стратегия Российской Федерации на период до 2035 года [интернет-ресурс]. – Режим доступа: <https://minenergo.gov.ru/node/1026> (дата обращения: 09.01.2023).
143. Якубовская, С. В., Серебренников, Д. А. Математическая модель напряженно-деформированного состояния гибких полиэтиленовых труб / Известия высших учебных заведений: Нефть и газ. – 2003. – № 6. – С. 37-42.
144. Якубовская, С. В., Серебренников, Д. А. Напряженно-деформированное состояние длинномерных полиэтиленовых труб при бестраншейной прокладке трубопроводов // Освоение шельфа арктических морей России. Сборник научных трудов. – С-Петербург: РАО «Газпром», 2003. – С. 244-248.

145. Якубовская, С. В. Теоретические основы повышения надежности полимерных газораспределительных и сборных сетей. Дис. ... д-ра техн. наук. – Тюмень, 2005. – 303 с.
146. API 15S-2006. Qualification of Spoolable Reinforced Plastic Line Pipe [интернет-ресурс]. – Режим доступа: https://infostore.saiglobal.com/en-us/standards/api-15s-2006-r2013-96848_saig_api_api_2630041/ (дата обращения: 07.01.2023).
147. Kampouris, E.M. The effect of the gel content of crosslinked polyethylene on its physical properties / E.M. Kampouris, A.G. Andreopoulos // European Polymer Journal. -1989. - V. 25 (3). - P. 321-324.
148. Kudinov, V. V. Properties of fiber reinforced plastics about static and dynamic loadings / V. V. Kudinov, N. V. Korneeva // AIP Conference Proceedings : 8, From Aerospace to Nanotechnology, Ischia, Naples, 19–23 июня 2016 года. – Ischia, Naples, 2016. – P. 4950937.
149. Tolmachev, A. A. Alternatives to Steel Pipes in the Oil and Gas Industry / A. A. Tolmachev, S. V. Tolmacheva // IOP Conference Series: Earth and Environmental Science : International Science and Technology Conference «EarthScience», Russky Island, 10–12 декабря 2019 года. – Russky Island: Institute of Physics Publishing, 2020. – P. 032060.
150. Tutuncu, N. Plane stress analysis of end-loaded orthotropic curved beams of constant thickness with applications to full rings /Trans. ASME. J. Mech. Des. - 1998. - 120, № 2.- P. 368-374.
151. Wootton, D. B. The Application of Textiles in Rubber. Handbook/ D.B. Wootton. Rapra Technology Ltd, 2001. - 248 p.

Приложение А
(справочное)

Патент на изобретение № 2793376
«Многослойная полипропиленовая армированная труба»

РОССИЙСКАЯ ФЕДЕРАЦИЯ



ПАТЕНТ

НА ИЗОБРЕТЕНИЕ

№ 2793376

Многослойная полипропиленовая армированная труба

Патентообладатель: **Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение высшего образования "Тюменский индустриальный университет" (ТИУ) (RU)**

Авторы: **Иванов Вадим Андреевич (RU), Толмачев Артем Алексеевич (RU)**

Заявка № **2022130670**

Приоритет изобретения **24 ноября 2022 г.**

Дата государственной регистрации
в Государственном реестре изобретений
Российской Федерации **31 марта 2023 г.**

Срок действия исключительного права
на изобретение истекает **24 ноября 2042 г.**

Руководитель Федеральной службы
по интеллектуальной собственности

Ю.С. Зубов



Приложение Б (справочное)

Акт внедрения результатов научного исследования



УТВЕРЖДАЮ
Руководитель ПО УПС и ОЗХ
АО «Газпромнефть-МНПЗ»
В.Г. Рядовой
«02» февраля 2023 г.

АКТ об использовании результатов

Автор:

Главный специалист отдела контроля проектирования

А.А. Толмачев

Комиссия в составе:

Председатель:

ЗРПО – Главный инженер ПО УПС и ОЗХ

М.К. Прохоров

Члены комиссии:

Начальник инженерно-технологического отдела

А.Н. Вакулин

Начальник отдела контроля проектирования

А.Ю. Муканов

составила настоящий акт о том, что результаты научно-исследовательской работы (здесь и далее – НИР) Толмачева Артема Алексеевича по теме: «Прогнозирование эксплуатационных параметров и разработка технических решений при проектировании арктических трубопроводов» использовались в 2022 г. для оценки эффективности применения полимерных армированных труб:

- при сооружении и эксплуатации трубопроводов, предназначенных для транспортировки воды с повышенным содержанием серы;
- при сооружении и эксплуатации трубопроводов, предназначенных для транспортировки водонефтяной эмульсии.

Результаты НИР и предложенные технические решения были апробированы в рамках программы ПАО «Газпром нефть» «Лучший результат» в 2022 году.

Подписи:

ЗРПО – Главный инженер ПО УПС и ОЗХ

 М.К. Прохоров

Начальник инженерно-технологического отдела

 А.Н. Вакулин

Начальник отдела контроля проектирования

 А.Ю. Муканов

Главный специалист отдела контроля проектирования

 А.А. Толмачев



АО «ГАЗПРОМНЕФТЬ-МНПЗ»

Приложение В (справочное)

Акт внедрения результатов научного исследования



Общество с ограниченной ответственностью «Газпром морские проекты»
(ООО «Газпром морские проекты»)

АКТ

внедрения «Методики оценки прочностных характеристик многослойных полипропиленовых армированных трубопроводов»

Авторы:

Толмачев Артем Алексеевич
Иванов Вадим Андреевич

Настоящий акт составлен о том, что «Методика оценки прочностных характеристик многослойных полипропиленовых армированных трубопроводов» прошла апробацию в период с 2022 по 2023 гг. при проведении расчетов для проектно-изыскательских работ (здесь и далее – ПИР) на объектах, расположенных на территории Заполярья.

В рамках выполнения исследований соискателем Толмачевым Артемом Алексеевичем была разработана математическая модель, которая описывает напряженное состояние участков многослойных полипропиленовых армированных трубопроводов в зоне упруго - пластических деформаций и учитывает температурный фактор.

Предложенная математическая модель принята к использованию при выполнении обоснований общих технических решений.

Начальник центра проектирования обустройства
месторождений ООО «Газпром морские проекты»



А.Шевников

11.2023

Приложение Г (справочное)

Типовой протокол испытаний на растяжение

Лаборатория разрушающего контроля
Адрес: Балашиха, Автозаводская, 48
тел.: 8(495)2152521

УТВЕРЖДАЮ

АО «ММУС»

Петров И.Д.

«29»_08_2023 г.



ПРОТОКОЛ ИСПЫТАНИЙ № 7

Заказчик: Толмачев Артем Алексеевич

Изделие: образец-лопатка, тип 2 по ГОСТ 11262-2017

Изготовитель: опытно-промышленный образец многослойной полипропиленовой армированной трубы (на основ. патента РФ № RU 2793376 C1)

НД: ГОСТ 9550-81, ГОСТ 11262-2017 (ISO 527-2:2012)

ИСПЫТАНИЕ НА РАСТЯЖЕНИЕ

Испытательная установка: МТ-130К-О

Инв. номер: 32569

Номер образца	Температура испытаний, °С	Прочность при растяжении, МПа	Относительное удлинение (при макс. нагрузке)	Относительное удлинение (при разруш. внеш. слоя), %	Модуль упругости, МПа
1-1	+20	17,5	11,6	65,1	787,5
1-2	0	23,6	8,2	30,0	922,2
1-3	-15	30,1	7,0	28,7	1390,7
1-4	-30	35,1	6,3	25,2	1458,3
1-5	-45	41,3	5,5	20,2	1443,4
1-6	-60	46,2	5,3	17,4	1846,1

Заключение: Образцы изготовлены в соответствии с ГОСТ 11262-2017. Результаты испытаний соответствуют требованиям нормативной документации

Испытания
провел:

Лаборант

Бугров В.В.

Испытания
согласовал:Начальник
лаборатории

Розанов С.А.

Примечание: протокол выполнен на одном листе, результаты испытаний относятся только к образцам, прошедшим испытания